НЕФТИ СССР

ТОМ II

НЕФТИ СРЕДНЕГО И НИЖНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ХИМИЯ»

МОСКВА 1972

УДК 665.51 (470.4/.47) (031)
Н 58

Нефти СССР (справочник), т. II **Нефти Среднего и Нижнего Поволжья**.

В справочнике обобщены данные о наиболее перспективных и наиболее интересных нефтях СССР. Он состоит из четырех томов, составленных различными научно-исследовательскими организациями. Большинство нефтей исследованы по единой унифицированной методике, что дало возможность сравнить их.

В справочнике представлены физико-химические характеристики нефтей, их элементарный состав, углеводородный состав газов, растворенных в нефтях, данные о потенциальном содержании н. к. — 450—500 °С, качестве товарных нефтепродуктов или их компонентов, приведены характеристики дистиллятов, которые могут служить сырьем для каталитического риформинга и каталитического крекинга, и остатков — сырья для деструктивных процессов. В книге содержатся также данные о групповом углеводородном составе фракций н. к. — 450—500 °С и составе бензиновых фракций.

Приведенные материалы могут быть использованы работниками планирующих, проектирующих, геологоразведочных, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих, нефтехимических организаций, научно-исследовательских институтов, а также преподавателями и студентами нефтяных и химических вузов.

392 стр., 5 рис., 209 табл.

В составлении второго тома принимали участие: *И. С. Лазарева, З. В. Дриацкая, М. А. Мхчиян, Н. М. Жмыхова, С. Н. Павлова, С. В. Завершинская, З. Н. Баринова, А. П. Олейникова, Л. П. Шульга.*

3-14-7
59-71

СОДЕРЖАНИЕ

I. НЕФТИ КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ 13

1. Физико-химическая характеристика нефтей 16
2. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 20
3. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 20
4. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры . 22
5. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 23
6. Элементарный состав нефтей 24
7. Содержание сернистых соединений в нефтях 24
8. Состав золы белозерской нефти 25
9. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 26
10. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 29
11. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 34
12. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С . 39
13. Содержание индивидуальных углеводородов (вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 122 °С 45
14. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 47
15. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 52
16. Характеристика керосиновых дистиллятов 56
17. Групповой состав сераорганических соединений фракций, выкипающих до 300 °С 58
18. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 60
19. Характеристика мазутов и остатков 68
20. Характеристика сырья для деструктивных процессов 74
21. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 78
22. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей 86
23. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 89
24. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 104
25. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 105
26. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтированных остатков 115
27. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 116
28. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 120
29. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 121

30. Разгонка (ИТК) алакаевской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 122
31. Разгонка (ИТК) бариновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 123
32. Разгонка (ИТК) белозерской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 124
33. Разгонка (ИТК) виннобанновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 125
34. Разгонка (ИТК) гражданской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 126
35. Разгонка (ИТК) дерюжовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 127
36. Разгонка (ИТК) дмитриевской нефти $Д_{II}$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 128
37. Разгонка (ИТК) дмитриевской нефти C_{III} в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 129
38. Разгонка (ИТК) козловской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 130
39. Разгонка (ИТК) красноярской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 131
40. Разгонка (ИТК) кулешовской нефти A_3 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 132
41. Разгонка (ИТК) кулешовской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 133
42. Разгонка (ИТК) кулешовской нефти $Д_{III}$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 134
43. Разгонка (ИТК) лебяжинской нефти $Б_2$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 135
44. Разгонка (ИТК) михайловской нефти $Д_{III}$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 136
45. Разгонка (ИТК) неклюдовской нефти C_{IV} в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 137
46. Разгонка (ИТК) новозапрудненской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 138
47. Разгонка (ИТК) орлянской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 139
48. Разгонка (ИТК) подгорненской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 140
49. Разгонка (ИТК) сидоровской нефти $Б_2$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 141
50. Разгонка (ИТК) сосновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 142
51. Разгонка (ИТК) уваровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 143
52. Разгонка (ИТК) хилковской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 144
53. Разгонка (ИТК) чеховской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 145
54. Разгонка (ИТК) чубовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 146
55. Характеристика дистиллятов и остатков, полученных при однократном испарении нефтей 147

II. НЕФТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ 151

56. Физико-химическая характеристика нефтей 154
57. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 158
58. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 159

59. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры . 159
60. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 160
61. Элементарный состав нефтей 161
62. Содержание ванадия в нефтях 162
63. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 162
64. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 164
65. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 166
66. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С . 174
67. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С 177
68. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С 180
69. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 181
70. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 184
71. Характеристика керосиновых дистиллятов 186
72. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 188
73. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 189
74. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 192
75. Характеристика сырья для каталитического крекинга 193
76. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга 194
77. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга 194
78. Характеристика мазутов и остатков 195
79. Характеристика сырья для деструктивных процессов 199
80. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов 200
81. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефти, определенный адсорбционным методом 201
82. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях 205
83. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей 205
84. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 207
85. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 216
86. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 216
87. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 220
88. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтированных остатков 224
89. Структурно-групповой состав базовых остаточных масел и групп углеводородов 224
90. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 226
91. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 228
92. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 228
93. Разгонка (ИТК) никольской нефти бобриковского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 229
94. Разгонка (ИТК) пронькинской нефти турнейского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 230
95. Разгонка (ИТК) пронькинской нефти башкирского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 231
96. Разгонка (ИТК) бобровской нефти угленосного горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 232
97. Разгонка (ИТК) родинской нефти верейского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 233

98. Разгонка (ИТК) покровской нефти бобриковского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 234
99. Разгонка (ИТК) твердиловской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 235
100. Разгонка (ИТК) воронцовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 236
101. Разгонка (ИТК) могутовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 237
102. Разгонка (ИТК) пономаревской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 238
103. Разгонка (ИТК) ашировской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 239
104. Разгонка (ИТК) тархановской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 240
105. Разгонка (ИТК) султангуловской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 241
106. Разгонка (ИТК) красноярской нефти турнейского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 242
107. Разгонка (ИТК) байтуганской нефти угленосного горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 243
108. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефтей 244
109. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефтей 245
110. Характеристика остатков разной глубины отбора никольской нефти бобриковского горизонта 246
111. Характеристика остатков разной глубины отбора пронькинской нефти турнейского яруса 246
112. Характеристика остатков разной глубины отбора пронькинской нефти башкирского яруса 247
113. Характеристика остатков разной глубины отбора бобровской нефти угленосного горизонта 248
114. Характеристика остатков разной глубины отбора родинской нефти верейского яруса 248
115. Характеристика остатков разной глубины отбора покровской нефти бобриковского горизонта 249
116. Характеристика остатков разной глубины отбора твердиловской нефти 250
117. Характеристика остатков разной глубины отбора воронцовской нефти 250
118. Характеристика остатков разной глубины отбора могутовской нефти 251
119. Характеристика остатков разной глубины отбора пономаревской нефти 251
120. Характеристика остатков разной глубины отбора тархановской нефти 252
121. Характеристика остатков разной глубины отбора султангуловской нефти 253
122. Характеристика остатков разной глубины отбора красноярской нефти турнейского яруса 253
123. Характеристика остатков разной глубины отбора байтуганской нефти угленосного горизонта 254

III. НЕФТИ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ 255

124. Физико-химическая характеристика нефтей 257
125. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 258
126. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 258
127. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 259
128. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 260
129. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 260
130. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 261

131. Характеристика керосиновых дистиллятов 261
132. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 262
133. Характеристика остатков 263
134. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефти, определенный адсорбционным методом 264
135. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей 265
136. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 265
137. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 265
138. Разгонка (ИТК) восточносусловской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 266
139. Разгонка (ИТК) приволжской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 267
140. Разгонка (ИТК) советской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 268
141. Разгонка (ИТК) степновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 269

IV. НЕФТИ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ 270

142. Физико-химическая характеристика нефтей 274
143. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 278
144. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 279
145. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 279
146. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 280
147. Элементарный состав нефтей 281
148. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 281
149. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 282
150. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 285
151. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 287
152. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—150 °С 291
153. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 291
154. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 296
155. Характеристика керосиновых дистиллятов 298
156. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 299
157. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 303
158. Характеристика сырья для каталитического крекинга 304
159. Характеристика мазутов и остатков 306
160. Характеристика сырья для деструктивных процессов 310
161. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 313
162. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях 319
163. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей 320
164. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 323
165. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 327
166. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 328
167. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтированных остатков 330

168. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 330
169. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 332
170. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 333
171. Разгонка (ИТК) кленовской нефти (скважина № 32) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 334
172. Разгонка (ИТК) жирновской нефти верхнебашкирского подъяруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 335
173. Разгонка (ИТК) жирновской нефти нижнебашкирского подъяруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 336
174. Разгонка (ИТК) жирновской нефти евланско-ливенского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 337
175. Разгонка (ИТК) коробковской нефти верхнебашкирского подъяруса (скважина № 2) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 338
176. Разгонка (ИТК) антиповско-балыклейской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 339
177. Разгонка (ИТК) кудиновской нефти пашийского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 340
178. Разгонка (ИТК) кудиновской нефти воробьевского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 341
179. Разгонка (ИТК) шляховской нефти задонско-елецкого горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 342
180. Разгонка (ИТК) шляховской нефти воробьевского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 343

V. НЕФТИ АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ И КАЛМЫЦКОЙ АССР 344

181. Физико-химическая характеристика нефтей 347
182. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 349
183. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 349
184. Изменение условий вязкости нефтей в зависимости от температуры 349
185. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 350
186. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 350
187. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 351
188. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 353
189. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 355
190. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 357
191. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 361
192. Характеристика керосиновых дистиллятов 362
193. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 363
194. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 365
195. Характеристика остатков 367
196. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 368
197. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей 371
198. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 373
199. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 375
200. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 376

201. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 376
202. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 377
203. Разгонка (ИТК) олейниковской нефти I структуры в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 377
204. Разгонка (ИТК) надеждинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 379
205. Разгонка (ИТК) краснокамышенской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 380
206. Разгонка (ИТК) восточнокамышанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 381
207. Разгонка (ИТК) комсомольской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 382
208. Разгонка (ИТК) уланхольской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 383
209. Разгонка (ИТК) ермолинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 384

Алфавитный указатель нефтей 386

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ρ_4^t — относительная плотность;
n_D^{20} — показатель преломления для линии D натрия;
M — молекулярный вес (средний);
ν — вязкость кинематическая, *сст* (в индексе обозначена температура, °С);
ВУ — вязкость условная, градусы (в индексе обозначена температура, °С);
ИВ — индекс вязкости;
ВВК — вязкостно-весовая константа;
$S_{F,C}$ — удельная дисперсия;
S_W — число симметрии;
r_i — интерцепт рефракции;
н. к. — температура начала кипения, °С;
к. к. — температура конца кипения, °С;
С — содержание углерода, вес. %;
Н — содержание водорода, вес. %;
О — содержание кислорода, вес. %;
S — содержание серы, вес. %;
N — содержание азота, вес. %;
$C_{кол}$ — количество атомов углерода, входящих в состав колец, %;
$C_А$ — количество атомов углерода, входящих в состав ароматических колец, %;
$C_Н$ — количество атомов углерода, входящих в состав нафтеновых колец, %;
$C_П$ — количество атомов углерода, не входящих в состав колец, %;
$К_О$ — среднее число колец в молекуле;
$К_А$ — среднее число ароматических колец в молекуле;
$К_Н$ — среднее число нафтеновых колец в молекуле;
ОИ — однократное испарение;
ИТК — истинная температура кипения;
П — содержание парафинов, вес. %;
А — содержание асфальтенов, вес. %;
$С_С$ — содержание силикагелевых смол, вес. %.

На рисунках:

● — нефтяные месторождения;

— нефтегазовые месторождения

I. НЕФТИ КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ

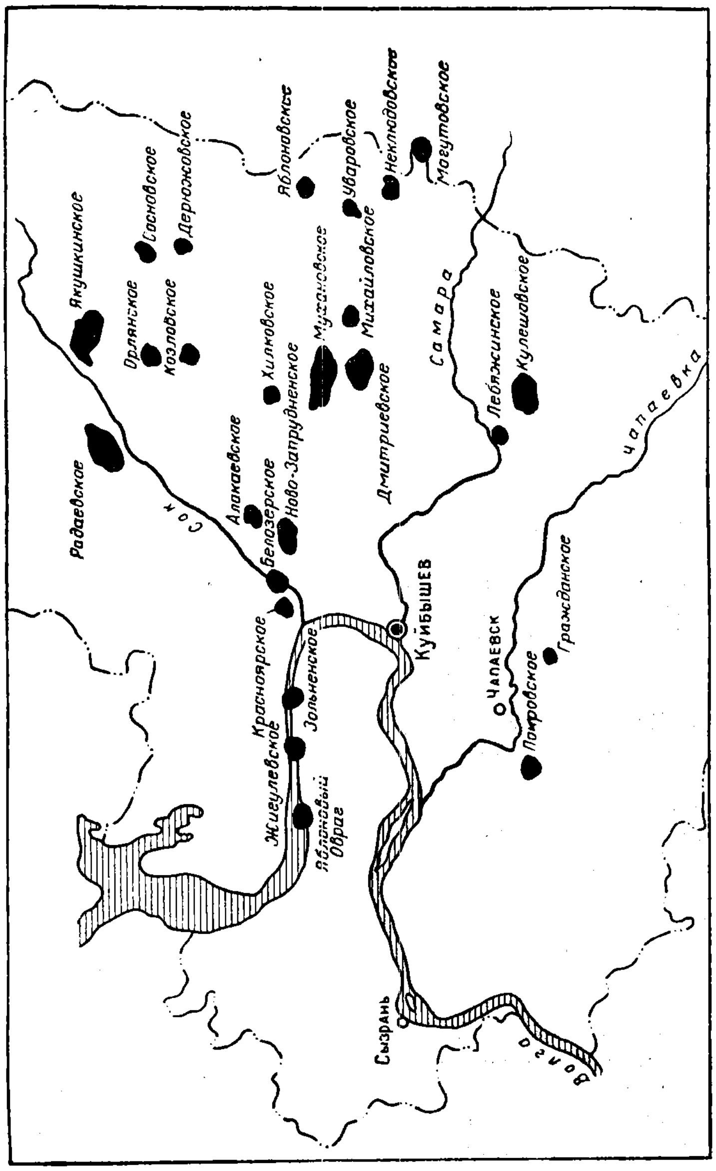

Рис. 1. Схема размещения нефтяных месторождений Куйбышевской области.

Куйбышевская область — крупный нефтедобывающий район страны. К настоящему времени здесь открыто более 100 месторождений, большинство из них — многопластовые. Нефтяные залежи области связаны с отложениями пермского, каменноугольного и девонского возрастов. Залежи нефти в отложениях пермского возраста развиты главным образом на Большекинельском и Малокинельском валах, которые продолжаются в Оренбургской области. Наибольшие запасы нефти каменноугольных отложений (угленосного горизонта) находятся в зоне жигулевских дислокаций и к востоку от них в зоне Большекинельского и Малокинельского валов. В этих же зонах расположены крупные залежи девонской нефти.

В соответствии с общепринятым геологическим районированием область подразделяется на шесть нефтегазоносных районов: Кинель-Черкасский, Южно-Куйбышевский, Самаро-Лукский, Сергиевский, Чапаевский и Ставропольская депрессия.

Самые крупные месторождения области — Мухановское, Дмитриевское, Неклюдовское, Дерюжовское, Хилковское, Козловское приурочены к Кинель-Черкасскому району. Большие нефтяные месторождения открыты в Южно-Куйбышевском и Самаро-Лукском районах: Кулешовское, Лебяжинское, Ново-Запрудненское, Алакаевское, Красноярское, Белозерское и др. На северо-востоке области и в Сергиевском нефтеносном районе крупными месторождениями являются Радаевское и Якушинское.

Физико-химическая характеристика нефтей Куйбышевской области весьма различна — как на разных месторождениях, так и на одном и том же месторождении, но на разных горизонтах. Основное количество нефти в области добывается из залежей каменноугольного возраста. Это сернистые, смолистые и парафиновые нефти; содержание светлых нефтепродуктов 15—28% (фракции до 200 °С) и 35—54% (фракции до 350 °С).

Нефти карбона Сергиевского нефтяного района (месторождения Радаевское и Якушинское) отличаются от остальных высокой относительной плотностью (0,8699—0,9040), большим содержанием силикагелевых смол (16—22%); они высокосернисты (2,4—3,3% серы). Содержание светлых фракций в нефтях невелико — 15—17% (до 200 °С) и 34—39% (до 350 °С).

В Южно-Куйбышевском районе (месторождения Кулешовское, Бариновское) нефти характеризуются низкой относительной плотностью (0,7980—0,8160), небольшим содержанием серы (0,20—0,71%) и высоким содержанием легких дистиллятов — 34—37% (до 200 °С) и 60—68% (до 350 °С).

Девонские нефти пашийских и живетских продуктивных горизонтов, как правило, отличаются низкой плотностью, невысоким содержанием смол и асфальтенов, а также большим содержанием светлых нефтепродуктов.

В нефтях разных месторождений и пластов растворено различное количество газов (до C_4 и C_5); во всех случаях в газах характерно преобладание углеводородов нормального строения.

Из всех нефтей области прямой перегонкой могут быть получены лишь компоненты автомобильных бензинов с низким октановым числом (32—42). Это можно объяснить высоким содержанием парафиновых углеводородов (54—78%) во фракции н. к. — 200 °С. Легкие керосиновые дистилляты из большинства нефтей области содержат незначительное количество серы, однако многие из них необходимо очищать от меркаптановой серы. Для фракций, соответствую-

щих осветительным керосинам, очистка от серы также необходима. Дизельные фракции большинства нефтей удовлетворяют требованиям ГОСТ на дизельные топлива летних и зимних марок, однако многие из них также нужно очищать от серы. Кроме того, из большинства нефтей Куйбышевской области можно получать мазуты основных марок, отвечающие требованиям ГОСТ. Суммарный выход базовых масел с ИВ 85 составляет 16,4—28,0% (на нефть).

Примерно у 50% нефтей Куйбышевской области, представленных в настоящем справочнике, был исследован групповой состав сераорганических соединений.

Изучался состав сернистых соединений самих нефтей и фракций, выкипающих до 300 °С, полученных на аппарате АРН-2 по ГОСТ 11011—64. В основу методик исследований были приняты схемы и методики, разработанные и предложенные Башкирским филиалом Академии наук СССР.

Содержание общей серы в нефти определялось сжиганием в печи, элементарной и меркаптановой — на электронном полярографе ПЗ-312 с автоматической записью полярограмм, сульфидной — потенциометрически на приборе ЛП-58.

Во фракциях содержание общей серы определяли по ГОСТ 1771—48, сероводорода и меркаптановой серы — амперометрически, сульфидной — потенциометрически, а элементарной так же, как в нефтях,— полярографически.

Нефть	Горизонт, ярус, пласт	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °С: с обработкой	Температура застывания, °С: без обработки
Алакаевская	Башкирский ярус $А_4$	1312—1353	201	0,8507	245	20,07	7,80	—22	8
Алакаевская	Угленосный горизонт $Б_2$	—	22	0,8380	266	19,02	5,84	—4	—2
Бариновская	Старооскольский пласт $Д_{III}$	3228—3256	7	0,8067	—	5,76	2,12	9	4
Белозерская	Угленосный горизонт $Б_2$	1604—1611	25	0,8453	245	11,68	5,94	—25	—7
Виннобанновская	Пашийский горизонт $Д_I$	—	26	0,8108	—	6,05	3,91	—14	—18
Гражданская	Угленосный горизонт $Б_2$	1689—1698	106	0,8820	—	27,12	10,61	—27	0
Дерюжовская	Турнейский ярус $В_1$	1682—1695	110	0,8602	225	19,03	7,90	—20	—2
Дмитриевская	Угленосный горизонт C_{III}	2200—2400	21	0,8406	215	7,64	3,75	—10	—7
Дмитриевская	Пашийский горизонт $Д_{II}$	2901—2927	31	0,8290	200	10,43	4,62	—8	—
Жигулевская	Девонский горизонт	—	—	0,8521	228	10,77	4,51	—24	—4
Зольненская	Пашийский горизонт $Д_I$	—	—	0,8212	204	4,80	2,35	—21	—8
Козловская	Верейский ярус $А_3$	1253—1264	8	0,8620	222	19,85	8,08	—	—5
Козловская	Башкирский ярус $А_4$	1297—1299	18	0,8693	225	22,72	8,78	—34	—4
Красноярская	Угленосный горизонт $Б_2$	~2000	—	0,8454	266	10,83	4,73	< —60	—
Кулешовская	Верейский горизонт $А_3$	1674—1689	52	0,8160	194	5,10	2,54	—8	—
Кулешовская	Башкирский ярус $А_4$	1701—1741	57	0,8011	170	3,18	2,06	—14	—
Кулешовская	Старооскольский пласт $Д_{III}$	3283—3292	103	0,7980	155	3,52	1,85	—	—3
Лебяжинская	Угленосный горизонт $Б_2$	2184—2188	25	0,8476	201	8,60	4,69	—11	—3
Лебяжинская	Тульский горизонт $Б_0$	2198—2201	28	0,8656	233	20,40	7,82	—17	—5
Михайловская	Угленосный горизонт C_{III}	2200—2300	—	0,8250	208	6,13	2,67	—26	—1
Михайловская	Пашийский горизонт $Д_{II}$	2900—3100	25	0,7904	203	2,58	—	—8	—6
Михайловская	Угленосный горизонт C_I	2050—2065	66	0,8430	—	—	4,10	—	—
Мухановская	Угленосный горизонт $C_{II+III+IV}$	2126—2168	214	0,8530	—	—	6,20	—	—
Мухановская	Угленосный горизонт	—	Смесь	0,8462	—	13,28	4,84	—27	—
Мухановская	Пашийский горизонт $Д_{II}$	2818—2845	38	0,8404	215	7,65	3,46	—8	—8
Мухаховская	Старооскольский пласт $Д_{III}$	2851—1871	68	0,8300	—	—	2,30	—	—
Неклюдовская	Угленосный горизонт C_{IV}	2502—2504	50	0,8234	183	6,16	3,01	—9	—2

характеристика нефтей

Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*		Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	при 88 °C	при 50 °C	содержание, %	температура плавления, °C	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °C	до 350 °C
—	147	294	7,1	54	1,88	0,09	25	5,40	1,23	2,86	—	0,19	23,3	50,5
—	—	—	8,4	58	1,97	0,07	17	11,4	1,50	2,36	—	0,06	23,0	52,7
—40	567	—	5,9	51	0,34	0,0[illegible]	9	2,33	0,95	0,82	0,018	0,01	35,0	68,0
—23	403	—	5,7	55	1,81	0,10	28	11,07	1,39	3,34	—	0,02	23,0	44,8
—46	772	908	4,6	50	0,67	0,07	7	2,65	0,65	—	—	0,03	34,8	64,0
—24	—	—	4,9	49	1,73	0,15	56	4,26	4,74	—	0,018	0,06	20,0	45,6
—	—	—	4,7	56	2,20	0,15	34	5,50	1,78	7,73	—	0,11	22,5	47,0
< —35	303	—	3,5	59	1,22	0,12	14	9,40	0,52	3,10	—	0,17	25,9	48,7
—34	380	—	5,9	54	1,16	0,08	20	4,60	2,00	2,62	0,010	0,15	29,7	56,2
< —35	449	—	3,8	54	1,68	—	28	11,50	1,75	4,43	—	0,14	22,3	49,6
—11	247	—	4,6	50	0,74	—	12	4,38	0,54	1,54	—	0,12	35,0	62,0
—36	479	555	5,6	49	2,24	0,13	28	8,40	3,34	5,09	—	—	20,0	45,8
—2	354	494	5,0	48	2,34	0,13	28	7,20	4,20	5,19	0,019	0,33	19,6	45,7
—18	189	—	5,5	48	2,01	0,17	18	10,06	1,09	3,50	—	0,18	23,3	48,1
—	360	523	5,0	51	0,71	0,05	19	7,05	1,17	2,14	0,016	0,03	34,0	60,0
—	710	960	2,9	52	0,45	0,05	11	3,64	1,04	1,50	0,029	0,03	36,8	63,0
—	597	832	5,8	51	0,20	0,02	15	5,30	0,80	0,83	0,06	0,02	35,0	68,5
—26	452	—	4,1	53	1,52	0,10	20	5,96	1,62	3,24	0,09	0,12	25,0	54,0
—32	386	—	5,3	62	1,95	0,19	39	7,43	7,80	5,28	—	0,08	—	—
< —35	422	—	8,7	53	0,80	0,11	10	5,29	0,60	1,45	—	0,23	33,0	—
< —35	366	—	10,1	52	0,48	0,04	6	2,88	Следы	0,87	—	0,19	33,5	64,0
—	—	—	—	—	1,39	—	36	—	—	2,93	0,01	0,55	25,0	49,7
—	—	—	6,2	49	1,79	—	—	—	2,10	4,45	0,15	0,18	22,3	47,2
< —35	139	—	6,9	50	1,18	0,12	28	7,50	2,24	3,61	—	0,15	26,0	54,0
То же	248	—	4,5	52	0,57	0,07	14	7,00	0,12	2,84	—	0,05	26,0	54,4
—	—	—	10,2	57	0,55	—	12	—	0,23	1,60	0,017	0,08	31,0	61,0
< —35	231	—	4,9	56	1,28	0,04	12	7,30	0,35	1,24	0,041	0,07	28,5	55,1

Нефть	Горизонт, ярус, пласт	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °С	
								с обработкой	без обработки
Неклюдовская	Воробьевский горизонт $Д_{IV}$	3283—3290	106	0,7995	150	4,24	1,71	3	10
Новозапруд-ненская	Пашийский горизонт $Д_I$	2720—2732	21	0,8387	205	7,44	3,62	—10	—
Орляненская	Верейский ярус + + Башкирский ярус $A_3 + A_4$	1046—1073	110	0,8656	244	12,62	21,90	—35	—32
Подгорненская	Угленосный горизонт $C_{I+II+III}$	2430—2479	111	0,8383	206	17,0	3,92	7	5
Покровская	Башкирский ярус A_4	—	—	0,8050	—	3,30	2,00	—38	—
Покровская	Угленосный горизонт $Б_2$	—	—	0,8548	—	13,95	4,84	—27	—
Радаевская	Угленосный горизонт $Б_2$	—	Смесь	0,9041	314	88,80	22,67	—30	—12
Сидоровская	Угленосный горизонт $Б_2$	1727—1733	1	0,8598	239	15,83	6,55	—25	—3
Сосновская	Турнейский ярус B_I	1671—1700	307	0,8670	254	30,08	9,66	—28	—8
Уваровская	Угленосный горизонт C_{Ia}	—	26	0,8324	218	11,10	4,29	—2	6
Хилковская	Башкирский ярус A_4	—	492	0,8424	234	14,20	6,05	—26	—
Хилковская	Угленосный горизонт C_I	—	472	0,8398	233	18,36	6,03	—16	—5
Чеховская	Пашийский горизонт $Д_I$	—	120	0,8016	—	5,41	3,72	—14	—9
Чубовская	Пашийский горизонт $Д_I$	2611—2620	3	0,8827	230	48,00	15,00	—12	—
Яблоновская	Кунгурский ярус	—	—	0,8540	227	8,80	4,19	—46	—34
Яблоновый Овраг	Кыновский горизонт $Д_0$	—	—	0,8659	224	17,90	6,31	—10	—
Якушкинская	Верейский горизонт A_3	—	—	0,8699	—	31,34	10,06	—45	—36
Якушкинская	Башкирский ярус A_4	—	—	0,8927	—	51,95	15,78	—40	—35
Зольненская (смесь)	—	—	—	0,8480	219	10,00	4,70	—24	—14
Кинельская (смесь)	—	—	—	0,8520	218	10,73	4,77	—12	—20
Кулешовская (смесь)	—	—	—	0,8240	174	4,05	2,52	—14	—4
Мухановская (смесь)	—	—	—	0,8480	241	10,50	4,20	—16	—14
Серноводская (смесь)	—	—	—	0,9160	285	—	16,80	—35	—34
Чапаевская (смесь)	—	—	—	0,8580	200	15,20	5,76	—18	—5

Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*		Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	при 38 °С	при 50 °С	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
< —35	278	—	6,2	53	0,56	0,02	15	3,80	1,00	0,35	0,008	0,12	—	—
—	379	—	5,0	56	0,55	0,12	15	5,10	1,80	2,42	0,020	0,18	26,6	56,0
—35	533	—	8,1	51	1,96	0,14	44	7,73	3,91	—	0,030	0,07	18,5	42,5
—37	131	278	7,1	51	1,10	0,05	16	6,04	2,88	—	0,018	0,02	27,3	54,9
< —18	—	—	7,4	49	0,68	0,11	10	3,90	0,41	1,00	—	0,12	34,0	62,4
—19	143	—	5,6	52	1,16	0,18	26	10,9	4,07	4,04	—	0,10	24,0	49,0
—35	—	—	6,0	50	3,05	0,31	56	22,0	4,47	8,91	—	0,19	15,0	34,8
—32	453	—	6,4	53	1,85	0,09	34	8,05	3,51	4,57	0,016	0,15	21,4	45,7
—	374	520	6,1	56	2,42	0,14	32	11,0	2,60	4,52	0,014	0,14	21,5	47,0
—38	420	565	4,9	55	1,11	0,07	36	3,70	0,66	2,20	0,090	0,22	27,5	57,0
—30	—	—	7,1	55	1,28	0,07	20	5,98	1,66	2,49	0,012	0,51	24,0	51,8
—28	—	—	8,3	55	1,34	0,06	20	5,57	1,55	2,50	0,008	0,46	24,2	51,8
—48	778	998	3,8	50	0,54	0,06	10	3,40	0,22	—	—	0,04	34,8	64,6
—34	243	—	2,9	51	2,58	0,25	64	32,0	18,0	6,20	0,143	0,43	19,6	48
< —35	—	—	4,9	51	2,26	0,11	24	8,22	2,66	5,07	—	—	30,0	54,8
—8	—	—	5,9	50	1,63	0,28	40	8,00	5,40	5,10	—	0,22	24,0	49,0
—27	—	—	5,6	50	2,39	0,17	38	16,29	3,63	5,01	—	0,27	17,0	39,6
—22	—	—	4,5	51	3,34	0,23	54	17,14	4,27	7,60	—	—	15,0	35,0
—40	—	—	6,8	50	1,86	0,11	28	8,07	2,05	—	0,017	0,18	23,4	50,0
<35	—	—	5,6	57	1,87	0,11	30	9,80	3,20	—	0,003	0,13	24,1	50,5
—44	—	—	4,0	52	0,91	0,07	15	6,80	0,74	—	—	0,02	35,0	63,6
—58	—	—	6,5	52	1,30	0,09	22	8,96	3,80	—	0,119	0,09	25,2	52,1
—36	—	—	3,4	47	3,07	0,19	70	32,80	5,70	—	—	0,12	15,8	36,5
—44	—	—	5,0	55	1,61	—	26	10,44	4,21	—	0,008	0,07	21,9	49,1

2. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Алакаевская $А_4$	67	9	13	15	17	21	25	29	33	35	40	45
Алакаевская $Б_2$	47	12	—	17	—	—	28	32	—	39	—	48
Бариновская $Д_{III}$	42	15	22	26	28	34	39	44	48	51	57	61
Белозерская	57	12	14	17	18	22	26	30	34	40	42	46
Виннобанновская	47	14	21	24	26	33	37	42	46	49	54	60
Гражданская	63	5	9	10	12	16	21	25	28	30	36	41
Дерюжовская	60	9	12	14	16	20	23	26	29	32	37	43
Дмитриевская $С_{III}$	48	14	18	20	23	28	32	36	40	43	48	50
Дмитриевская $Д_{II}$	52	12	16	19	21	26	30	35	40	43	48	52
Козловская $А_3$	46	10	13	15	17	20	24	27	30	32	38	42
Козловская $А_4$	50	9	13	15	17	21	24	28	31	33	39	43
Красноярская	47	16	19	20	22	26	30	33	37	43	45	51
Кулешовская $А_3$	50	17	23	26	28	31	32	42	47	49	55	63
Кулешовская $А_4$	39	18	24	27	30	36	40	45	50	52	57	60
Кулешовская $Д_{III}$	41	15	21	25	28	31	38	45	51	53	60	62
Лебяжинская $Б_2$	41	13	18	20	22	26	30	34	37	39	45	49
Лебяжинская $Б_0$	46	12	16	18	19	23	28	30	32	35	39	42
Михайловская $С_{III}$	47	16	20	23	26	30	33	38	41	44	50	54
Михайловская $Д_{II}$	37	20	28	30	33	39	43	47	52	54	59	64
Мухановская $С_{II+III+IV}$	55	9	13	15	17	20	25	28	29	31	35	43
Мухановская $Д_{III}$	53	12	—	20	22	27	33	35	38	47	52	58
Неклюдовская $С_{IV}$	38	14	19	22	24	29	33	37	41	43	48	53
Неклюдовская $Д_{IV}$	46	17	24	28	31	36	40	45	50	53	60	64
Новозапрудненская	55	11	16	19	21	26	30	35	39	42	44	52
Орлянская	55	10	13	15	17	20	23	26	30	31	38	41
Подгорненская	46	14	19	21	23	28	32	37	40	42	47	51
Сидоровская	50	10	14	16	17	21	25	29	33	34	41	44
Сосновская	63	7	11	13	15	18	22	25	29	31	35	42
Уваровская	56	14	18	20	22	27	30	35	40	42	47	50
Хилковская $А_4$	59	10	16	18	20	24	28	32	36	38	44	47
Хилковская $С_I$	61	10	15	18	20	24	28	33	36	38	45	48
Чеховская	54	16	22	25	27	32	37	42	47	49	54	59
Чубовская	50	9	14	15	17	22	26	27	30	32	39	42
Зольненская (смесь)	56	12	15	18	21	23	27	30	33	36	40	47
Кинельская (смесь)	58	12	16	19	22	24	28	31	34	36	41	47
Кулешовская (смесь)	48	19	24	27	29	34	38	43	46	49	55	59
Мухановская (смесь)	50	12	17	20	21	26	29	34	37	40	46	50
Серноводская (смесь)	61	8	10	12	13	16	19	23	25	27	29	34
Чапаевская (смесь)	53	10	13	15	18	22	25	28	30	33	37	45

3. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Алакаевская $А_4$	20,07	11,60	9,50	7,80
Алакаевская $Б_2$	19,02	10,75	8,36	5,84
Бариновская	5,76	3,20	2,25	2,12
Белозерская	11,68	8,80	7,59	5,94
Виннобанновская	6,05	5,10	4,57	3,91

Нефть	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Гражданская	27,22	22,10	16,60	10,61
Дерюжовская	19,03	11,85	8,59	7,90
Дмитриевская C_{III}	7,64	5,64	4,25	3,75
Дмитриевская $Д_{II}$	10,43	7,87	5,74	4,62
Жигулевская	10,77	7,60	5,55	4,51
Зольненская	4,81	3,43	2,72	2,35
Козловская A_4	22,72	16,17	9,79	8,01
Козловская A_3	19,85	15,74	10,73	8,78
Красноярская	10,83	7,83	5,80	4,73
Кулешовская A_3	5,10	4,07	3,12	2,54
Кулешовская A_4	3,18	2,62	2,33	2,06
Кулешовская $Д_{III}$	3,52	2,64	2,10	1,85
Лебяжинская $Б_2$	8,60	7,00	5,64	4,70
Лебяжинская $Б_0$	20,40	14,40	11,20	7,80
Михайловская C_I	6,13	4,06	3,10	2,67
Михайловская $Д_{II}$	2,58	—	—	—
Мухановская $C_{II+III+IV}$	—	—	—	6,20
Мухановская $Д_{II}$	7,65	5,65	4,43	3,46
Мухановская $Д_{III}$	—	—	—	2,30
Неклюдовская C_{IV}	6,16	4,41	3,49	3,01
Неклюдовская $Д_{IV}$	4,24	2,82	2,16	1,78
Новозапрудненская	7,44	6,39	4,74	3,62
Орлянская	126,2	—	—	21,90
Подгорненская	17,0	14,04	6,79	3,92
Покровская A_4	3,30	—	—	2,00
Покровская $Б_2$	13,95	8,30	5,83	4,84
Радаевская (смесь)	88,8	52,53	35,52	22,67
Сидоровская	15,83	—	—	6,55
Сосновская	30,08	12,25	8,07	9,66
Уваровская	11,10	7,21	5,34	4,29
Хилковская A_4	14,20	10,05	7,27	6,05
Хилковская C_I	18,36	10,90	7,62	6,23
Чеховская	5,41	4,80	4,67	3,72
Чубовская	48,00	30,30	21,00	15,00
Яблоновская	8,80	6,60	5,20	4,19
Яблоновый Овраг	17,90	10,90	8,20	6,31
Якушкинская A_3	31,34	22,11	16,03	10,06
Якушкинская A_4	51,95	33,75	24,39	15,78
Зольненская (смесь)	10,00	—	—	4,70
Кинельская (смесь)	10,73	—	—	4,77
Кулешовская (смесь)	4,05	—	—	2,52
Мухановская (смесь)	10,50	—	—	4,20
Серноводская (смесь)	—	—	—	16,80
Чапаевская (смесь)	15,20	—	—	5,76

4. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Алакаевская $А_4$	2,95	2,01	1,81	1,65
Алакаевская $Б_2$	2,83	1,93	1,71	1,46
Бариновская	1,45	1,21	1,12	1,11
Белозерская	2,01	1,74	1,63	1,47
Винновбанновская	1,48	1,40	1,35	1,28
Гражданская	3,82	3,20	2,55	1,92
Дерюжовская	2,83	2,03	1,73	1,66
Дмитриевская $С_{III}$	1,63	1,44	1,31	1,26
Дмитриевская $Д_{II}$	1,90	1,66	1,45	1,35
Жигулевская	1,94	1,63	1,43	1,34
Зольненская	1,37	1,23	1,17	1,13
Козловская $А_4$	3,28	2,49	1,84	1,67
Козловская $А_3$	2,93	2,45	1,93	1,74
Красноярская	1,94	1,65	1,46	1,36
Кулешовская $А_3$	1,40	1,30	1,21	1,15
Кулешовская $А_4$	1,21	1,16	1,13	1,10
Кулешовская $Д_{III}$	1,24	1,16	1,11	1,08
Лебяжинская $Б_2$	1,73	1,57	1,44	1,36
Лебяжинская $Б_0$	2,99	2,38	1,98	1,65
Михайловская $С_I$	1,49	1,30	1,21	1,17
Михайловская $Д_{II}$	1,16	—	—	—
Мухановская $С_{II+III+IV}$	—	—	—	1,50
Мухановская $Д_{II}$	1,64	1,45	1,33	1,23
Мухановская $Д_{III}$	—	—	—	1,13
Неклюдовская $С_{IV}$	1,49	1,33	1,24	1,20
Неклюдовская $Д_{IV}$	1,31	1,18	1,11	1,08
Новозапрудненская	1,61	1,52	1,3	1,25
Орлянская	—	—	—	3,18
Подгорненская	2,60	2,26	1,56	1,28
Покровская $А_4$	1,22	—	—	1,10
Покровская $Б_2$	2,26	1,70	1,46	1,37
Радаевская (смесь)	12,00	7,13	4,91	3,27
Сидоровская	2,46	—	—	1,53
Сосновская	4,21	2,07	1,67	1,83
Уваровская	1,96	1,59	1,42	1,32
Хилковская $А_4$	2,28	1,86	1,60	1,52
Хилковская $С_I$	2,76	1,95	1,63	1,50
Чеховская	1,39	1,42	1,37	1,15
Чубовская	3,46	2,62	2,30	1,87
Яблоновская	1,74	1,54	1,41	1,31
Яблоновый Овраг	2,70	1,95	1,69	1,51
Якушкинская $А_3$	4,46	3,22	2,48	1,73
Якушкинская $А_4$	7,07	4,69	3,47	2,76
Зольненская (смесь)	1,84	—	—	1,40
Кинельская (смесь)	1,94	—	—	1,38
Кулешовская (смесь)	1,19	—	—	1,15
Мухановская (смесь)	1,91	—	—	1,31
Серноводская (смесь)	8,90	—	—	2,58
Чапаевская (смесь)	2,38	—	—	1,46

5. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10 °C	при 20 °C	при 30 °C	при 40 °C	при 50 °C
Алакаевская $А_4$	0,8576	0,8507	0,8437	0,8367	0,8297
Бариновская	0,8143	0,8067	0,7990	0,7914	0,7844
Белозерская	0,8524	0,8453	0,8381	0,8310	0,8239
Виннобанновская	0,8183	0,8108	0,8033	0,7957	0,7879
Гражданская	0,8886	0,8820	0,8760	0,8690	0,8630
Дерюжовская	0,8670	0,8602	0,8534	0,8465	0,8397
Дмитриевская $С_{III}$	0,8477	0,8406	0,8335	0,8264	0,8193
Дмитриевская $Д_{II}$	0,8363	0,8290	0,8216	0,8142	0,8068
Жигулевская	0,8590	0,8521	0,8451	0,8381	0,8311
Зольненская	0,8285	0,8212	0,8138	0,8064	0,7990
Козловская $А_4$	0,8525	0,8454	0,8382	0,8311	0,8240
Красноярская	0,8761	0,8693	0,8623	0,8554	0,8485
Кулешовская $А_3$	0,8235	0,8160	0,8068	0,8006	0,7922
Кулешовская $А_4$	0,8087	0,8011	0,7942	0,7931	0,7848
Кулешовская $Д_{III}$	0,8057	0,7980	0,7905	0,7859	0,7757
Лебяжинская $Б_2$	0,8547	0,8476	0,8405	0,8335	0,8265
Михайловская $Д_{II}$	0,7981	0,7901	0,7826	0,7748	0,7671
Мухановская $С_{II+III+IV}$	0,8599	0,8530	0,8460	0,8390	—
Мухановская $Д_{II}$	0,8475	0,8404	0,8333	0,8262	0,8191
Мухановская $Д_{III}$	0,8372	0,8300	0,8227	0,8153	0,8078
Неклюдовская $С_{IV}$	0,8303	0,8234	0,8160	0,8086	0,8012
Неклюдовская $Д_{IV}$	0,8073	0,7995	0,7917	0,7829	0,7762
Новозапрудненская	0,8489	0,8387	0,8327	0,8253	0,8185
Орлянская	0,8724	0,8656	0,8588	0,8519	0,8451
Подгорненская	0,8455	0,8383	0,8310	0,8238	0,8165
Покровская $А_4$	0,8127	0,8050	0,7974	0,7897	0,7821
Покровская $Б_2$	0,8619	0,8548	0,8477	0,8406	0,8335
Радаевская (смесь)	0,9104	0,9041	0,8978	0,8915	0,8852
Сидоровская	0,8668	0,8598	0,8528	0,8459	0,8389
Сосновская	0,8738	0,8670	0,8602	0,8533	0,8465
Уваровская	0,8396	0,8324	0,8251	0,8179	0,8106
Хилковская $А_4$	0,8495	0,8424	0,8353	0,8282	0,8211
Хилковская $С_I$	0,8470	0,8398	0,8325	0,8253	0,8110
Чеховская	0,8092	0,8016	0,7939	0,7863	0,7887
Чубовская	0,8893	0,8827	0,8761	0,8695	0,8629
Яблоновская	0,8608	0,8540	0,8471	0,8401	0,8332
Яблоновый Овраг	0,8728	0,8659	0,8591	0,8522	0,8454
Якушкинская $А_3$	0,8767	0,8699	0,8630	0,8562	0,8493
Якушкинская $А_4$	0,8992	0,8927	0,8863	0,8798	0,8734
Зольненская (смесь)	0,8552	0,8480	0,8408	0,8337	0,8266
Кинельская (смесь)	0,8589	0,8520	0,8451	0,8382	0,8313
Кулешовская (смесь)	0,8314	0,8240	0,8166	0,8092	0,8018
Мухановская (смесь)	0,8551	0,8480	0,8409	0,8338	0,8267
Серноводская (смесь)	0,9222	0,9160	0,9098	0,9086	0,9074
Чапаевская (смесь)	0,8649	0,8580	0,8511	0,8442	0,8373

6. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Алакаевская $А_4$	84,60	13,14	0,29	1,88	0,09
Алакаевская $Б_2$	84,60	13,12	0,24	1,97	0,07
Бариновская	84,80	14,05	0,80	0,34	0,01
Белозерская	84,66	13,41	0,02	1,81	0,10
Виннобанновская	84,62	14,16	0,48	0,67	0,07
Гражданская	84,60	13,10	0,42	1,73	0,15
Дерюжовская	84,60	12,85	0,20	2,20	0,15
Дмитриевская $С_{III}$	85,07	13,18	0,41	1,22	0,12
Дмитриевская $Д_{II}$	84,96	12,95	0,85	1,16	0,08
Козловская $А_4$	84,67	12,62	0,24	2,34	0,13
Красноярская	84,36	13,03	0,43	2,01	0,17
Кулешовская $А_4$	85,13	13,58	0,75	0,51	0,08
Кулешовская $Д_{III}$	86,40	12,60	0,78	0,20	0,02
Лебяжинская $Б_2$	84,50	13,70	0,18	1,52	0,10
Михайловская $Д_{II}$	85,35	13,80	0,33	0,48	0,04
Неклюдовская $С_{IV}$	85,38	13,10	0,20	1,28	0,04
Новозапрудненская	86,13	13,00	0,20	0,55	0,12
Орлянская	84,22	13,56	0,12	1,96	0,14
Подгорненская	84,55	13,89	0,41	1,10	0,05
Сидоровская	84,31	13,50	0,25	1,85	0,09
Сосновская	84,60	12,70	0,14	2,42	0,14
Уваровская	85,00	13,70	0,12	1,11	0,07
Хилковская $А_4$	84,43	13,83	0,39	1,28	0,07
Хилковская $С_I$	84,50	13,88	0,22	1,34	0,06
Чеховская	84,60	14,35	0,45	0,54	0,06
Чубовская	83,00	12,02	2,15	2,58	0,25
Зольненская (смесь)	84,05	13,60	0,38	1,86	0,11
Кинельская (смесь)	84,04	13,69	0,29	1,87	0,11
Кулешовская (смесь)	84,27	14,49	0,26	0,91	0,07
Мухановская (смесь)	85,08	13,31	0,21	1,30	0,09
Серноводская (смесь)	83,46	13,00	0,28	3,07	0,19

7. Содержание сернистых соединений в нефтях

Нефть	ρ_4^{20}	Содержание серы, вес. %				
		общей	сероводородной	элементарной	меркаптановой	сульфидной
Алакаевская $А_4$	0,8507	1,88	0	0	0,0375	0,6700
Алакаевская $Б_2$	0,8380	1,97	0	0	0,0460	0,5140
Виннобанновская	0,8108	0,67	0	0	0,0055	0,0215
Гражданская	0,8820	1,73	0	0	0,0110	0,6840
Дерюжовская	0,8602	2,20	Следы	0	0,0227	0,5800
Дмитриевская $Д_{II}$	0,8290	1,16	0	0	0,0020	0,2410
Козловская $А_3$	0,8620	2,24	0	0,0390	0,2410	0,6480

Нефть	ρ_4^{20}	Содержание серы, вес. %				
		общей	сероводородной	элементарной	маркаптановой	сульфидной
Козловская $А_4$	0,8690	2,34	0,0070	0,0720	0,2800	0,2360
Кулешовская $А_3$	0,8160	0,71	0	0	0,0060	0,2130
Кулешовская $Д_{III}$	0,7980	0,20	0	0	0,0013	0,0074
Лебяжинская $Б_2$	0,8476	1,52	0	0,0760	0,1000	0,4100
Лебяжинская (смесь)	0,8330	1,24	0	0,0240	0,0760	0,3100
Подгорненская	0,8383	1,10	0	0	0,0057	0,4000
Радаевская (смесь)	0,9041	3,05	0	0	0,0775	0,6980
Сосновская	0,8670	2,42	Следы	0,0080	0,0270	0,7170
Уваровская	0,8324	1,11	0	0	0,0130	0,3640
Хилковская $А_4$	0,8424	1,28	0,0002	0,0670	0,0438	0,6010
Хилковская $С_I$	0,8398	1,34	0,0002	0,0840	0,0408	0,6480
Чубовская	0,8827	2,58	0	0	0,0022	—
Чеховская	0,8016	0,54	0	0	0,0028	0,0623
Якушкинская	0,8710	2,59	0	0	0,0608	0,4050
Зольненская (смесь)	0,8480	1,86	0	0	0,0220	0,8030
Кинельская (смесь)	0,8520	1,87	0	0	0,0690	0,7610
Кулешовская (смесь)	0,8240	0,91	0	0	0,0330	0,4410
Мухановская (смесь)	0,8480	1,30	0,0050	0	0,0260	0,4700
Серноводская (смесь)	0,9160	3,07	0,0040	0	0,0610	1,0500
Чапаевская (смесь)	0,8580	1,61	0	0	0,0130	1,0200

8. Состав золы белозерской нефти

(по данным спектральной группы ВНИИ НП)

Элементы	Содержание (на нефть), вес. %	Элементы	Содержание (на нефть), вес. %	Элементы	Содержание (на нефть), вес. %
Na	$2{,}2\cdot10^{-4}$	Al	$2{,}2\cdot10^{-4}$	Mn	$1{,}4\cdot10^{-5}$
Fe	$1{,}3\cdot10^{-3}$	Zn	$1{,}0\cdot10^{-4}$	Cu	$3{,}6\cdot10^{-5}$
Mg	$9{,}2\cdot10^{-5}$	Co	$4{,}3\cdot10^{-5}$	Ti	$2{,}1\cdot10^{-5}$
Ca	$1{,}7\cdot10^{-4}$	Sr	$3{,}0\cdot10^{-7}$	Cr	$2{,}2\cdot10^{-5}$
V	$2{,}0\cdot10^{-3}$	Rb	$2{,}8\cdot10^{-5}$	Ag	$9{,}7\cdot10^{-7}$
Ni	$5{,}0\cdot10^{-4}$	Sn	$1{,}2\cdot10^{-6}$	Зола	0,010
Si	$2{,}2\cdot10^{-4}$	In	$5{,}0\cdot10^{-5}$		

9. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Алакаевская нефть $А_4$							
До C_4	1,6	6,0	36,6	9,8	47,6	—	—
До C_5	3,3	3,0	18,5	5,0	24,0	21,2	28,3
Бариновская нефть							
До C_4	3,5	4,3	23,7	14,5	57,5	—	—
До C_5	7,1	2,1	11,6	7,1	28,2	18,2	32,8
Белозерская нефть							
До C_4	1,6***	8,9	39,3	10,3	36,5	—	—
До C_5	2,1***	6,8	30,2	7,9	28,0	13,2	10,1
Виннобанновская нефть							
До C_4	4,0	5,9	37,4	22,8	33,9	—	—
До C_5	8,4	2,9	18,5	11,3	16,8	24,2	26,3
Гражданская нефть							
До C_4	1,1	7,4	36,0	21,1	35,5	—	—
До C_5	2,2	3,7	18,3	10,6	17,9	24,9	24,6
Дерюжовская нефть							
До C_4	2,6	3,1	34,1	62,8	—	—	—
До C_5	4,1	2,0	21,8	40,0	—	36,2	
Дмитриевская нефть $С_{III}$							
До C_4	2,1	4,8	21,6	12,0	61,6	—	—
До C_5	2,9	3,5	15,5	8,7	44,5	13,2	14,6
Дмитриевская нефть $Д_{II}$							
До C_4	2,4	2,9	39,3	7,8	50,0	—	—
До C_5	3,3	2,0	28,2	5,7	36,1	6,4	21,6
Жигулевская нефть							
До C_4	2,5	3,3	29,8	15,8	51,8	—	—
До C_5	4,9	1,7	15,5	8,2	26,6	18,6	29,4
Козловская нефть $А_4$							
До C_4	2,0	6,6	33,0	11,3	49,1	—	—
До C_5	3,4	3,8	18,7	6,4	27,8	19,9	23,4
Красноярская нефть							
До C_4	2,7	3,6	31,5	58,4	6,5	—	—
До C_5	4,1	2,4	21,0	38,8	4,4	16,7	16,7
Кулешовская нефть $А_3$							
До C_4	2,2	0,7	18,4	10,7	70,2	—	—
До C_5	4,1	0,4	9,9	5,8	37,8	7,9	38,2
Кулешовская нефть $Д_{III}$							
До C_4	2,8	4,5	28,5	12,6	54,4	—	—
До C_5	5,7	2,2	14,0	6,0	26,5	16,0	35,3

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Лебяжинская нефть $Б_2$							
До C_4	2,2	4,6	34,2	11,5	49,7	—	—
До C_5	3,1	3,3	25,2	8,5	36,7	14,3	12,0
Михайловская нефть $Д_{II}$							
До C_4	4,0	7,7	20,2	9,6	62,5	—	—
До C_6	6,0	5,1	13,3	6,3	41,5	16,9	16,9
Мухановская угленосная нефть (смесь)							
До C_4	1,9	2,7	32,4	12,5	52,4	—	—
До C_5	3,8	1,4	16,1	6,3	26,0	12,8	37,4
Мухановская нефть $Д_{II}$							
До C_4	1,6	2,3	28,2	12,1	57,4	—	—
До C_5	2,3	1,3	16,2	6,9	32,8	17,6	25,2
Неклюдовская нефть C_{IV}							
До C_4	1,3	3,1	26,1	14,5	56,3	—	—
До C_5	3,0	1,4	11,8	6,6	25,6	18,9	35,7
Новозапрудненская нефть							
До C_4	1,2	2,1	25,5	13,9	58,5	—	—
До C_5	2,5	1,0	12,1	6,6	27,7	17,3	35,3
Орлянская нефть							
До C_4	1,5	10,8	22,4	13,6	53,2	—	—
До C_5	3,0	5,4	11,2	6,8	26,6	24,5	25,5
Подгорненская нефть							
До C_4	2,5	7,7	28,6	10,0	53,7	—	—
До C_5	4,5	4,2	15,4	5,5	29,1	18,0	27,8
Покровская нефть A_4							
До C_4	2,3	—	11,0	13,4	75,6	—	—
До C_5	5,2	—	4,8	5,8	32,9	27,3	29,2
Радаевская нефть (смесь)							
До C_4	0,5	1,0	30,8	14,3	53,4	—	—
До C_5	2,5	0,5	20,9	5,1	18,9	11,4	53,2
Сидоровская нефть							
До C_4	2,7	3,3	34,4	11,5	50,9	—	—
До C_5	4,8	1,9	19,5	6,5	29,0	16,1	27,0
Сосновская нефть							
До C_4	1,6	0,4	20,0	11,1	68,5	—	—
До C_5	3,7	0,2	9,0	5,0	30,9	22,3	32,6
Уваровская нефть							
До C_4	2,7	0,6	30,7	11,2	57,5	—	—
До C_5	5,5	0,3	15,5	5,7	29,0	18,7	30,8

Продолжение

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	изо-C_4H_{10}	н-C_4H_{10}	изо-C_5H_{12}	н-C_5H_{12}
Хилковская нефть A_4							
До C_4	1,6	5,4	33,5	12,0	49,1	—	—
До C_5	3,3	2,7	16,6	6,1	24,4	19,7	30,5
Хилковская нефть C_I							
До C_4	1,8	4,5	31,0	13,7	50,8	—	—
До C_5	3,5	2,2	15,4	6,8	25,3	20,6	29,7
Чеховская нефть							
До C_4	3,1	9,0	33,1	12,4	45,5	—	—
До C_5	6,7	4,2	15,5	5,8	21,3	25,2	28,0
Чубовская нефть							
До C_4	1,8	17,2*	17,3	20,9	44,6	—	—
До C_5	2,4	13,4*	13,5	16,4	34,8	7,8	14,1
Яблоновская нефть							
До C_4	0,6	1,1	7,7	26,4	64,4**	—	—
До C_5	1,7	0,4	2,5	8,6	21,0	24,8	42,7
Якушкинская нефть A_3							
До C_4	1,5	2,2	26,7	14,9	56,2	—	—
До C_5	2,7	1,2	14,6	8,1	30,6	19,0	26,5
Якушкинская нефть A_4							
До C_4	1,4	3,6	32,8	11,3	50,4**	—	—
До C_5	2,7	1,9	17,5	6,0	27,9	18,0	28,6**
Зольненская (смесь)							
До C_4	3,1	2,3	33,9	12,4	51,4	—	—
До C_5	5,5	1,3	19,1	7,0	29,1	19,4	24,1
Кинельская (смесь)							
До C_4	2,5	4,8	30,1	11,5	53,6	—	—
До C_5	4,7	2,6	16,3	6,2	29,0	18,5	27,4
Кулешовская (смесь)							
До C_4	2,3	0,4	17,9	17,4	64,3	—	—
До C_5	5,9	0,1	4,9	5,9	23,7	27,4	38,0
Мухановская (смесь)							
До C_4	2,1	0,5	25,7	10,0	63,8	—	—
До C_5	4,2	0,2	13,0	5,0	32,2	19,1	30,5
Серноводская (смесь)							
До C_4	1,2	3,1	33,0	11,4	52,5	—	—
До C_5	2,2	1,7	18,3	6,3	28,8	20,7	24,2
Чапаевская (смесь)							
До C_4	3,0	2,7	40,2	15,6	41,5	—	—
До C_5	5,0	1,7	24,0	9,4	24,9	18,6	21,4

* В том числе 50% CH_4. ** Остальное CH_4. *** Остальное H_2.

10. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Алакаевская $А_4$	Бариновская	Белозерская	Виннобанновская	Граждановская	Дерюжовская	Дмитриевская $С_{III}$	Дмитриевская $Д_{II}$	Жигулевская	Зольненская
28 (газ до $С_4$)	1,6	3,5	1,6	4,0	1,1	2,6	2,1	2,4	2,5	—
60	3,8	7,0	4,5	7,7	2,6	6,6	3,6	7,1	3,2	6,1
62	4,1	7,4	4,8	8,2	3,0	6,9	4,0	7,5	—	—
85	7,2	11,0	7,6	12,5	5,6	8,6	5,5	9,4	4,6	9,2
95	8,6	13,3	8,1	14,5	6,8	9,6	6,4	11,4	6,2	10,8
100	9,1	14,5	9,6	15,5	7,4	10,1	6,7	12,1	6,8	11,6
105	9,6	15,5	10,2	16,5	8,0	10,5	7,6	12,8	7,6	12,4
110	10,1	16,5	10,9	17,6	8,7	10,8	8,5	13,6	8,4	13,4
120	11,3	18,5	12,5	19,8	10,1	12,1	10,2	16,2	10,0	15,5
122	11,6	19,0	12,8	20,1	10,4	12,4	10,5	16,6	10,3	15,8
130	12,8	21,0	14,0	21,5	11,4	13,6	12,1	17,7	11,6	18,0
140	14,1	23,5	15,6	23,8	12,5	15,1	14,0	19,4	13,2	20,4
145	15,0	24,8	16,2	25,2	13,1	15,8	15,3	20,5	14,0	21,4
150	16,1	26,0	16,8	26,5	13,7	16,6	16,6	21,7	14,8	22,5
160	17,6	28,5	18,4	29,2	15,1	18,1	20,0	23,9	16,6	25,4
170	19,6	30,5	20,0	32,0	16,6	20,1	22,5	26,0	18,2	28,0
180	21,4	33,5	21,2	34,2	18,1	21,6	24,5	28,0	19,6	30,0
190	23,1	36,0	22,8	36,5	19,6	23,7	26,2	29,6	21,0	32,9
200	24,9	38,5	24,4	38,8	21,1	25,1	28,0	32,1	22,3	34,9
210	26,4	41,0	25,6	41,0	22,5	26,6	30,0	33,6	24,4	36,2
220	28,1	43,5	27,0	43,5	24,0	28,1	31,3	35,2	26,8	37,4
230	30,1	46,0	28,4	45,9	25,6	29,6	32,9	36,9	28,5	38,8
240	32,1	48,5	29,9	47,5	27,2	31,1	34,4	38,2	30,0	40,8
250	33,9	50,5	31,8	49,7	28,9	32,6	35,7	40,2	31,8	43,0
260	36,1	53,0	32,7	51,9	30,6	35,1	37,2	41,9	33,6	45,1
270	38,3	55,5	34,0	54,0	32,3	36,6	38,4	43,6	35,0	47,2
280	39,8	57,5	35,7	55,5	34,1	38,1	40,0	45,7	36,8	49,4
290	41,6	59,5	37,0	57,5	35,8	39,4	42,0	47,4	38,5	51,4
300	43,4	62,0	38,5	59,5	37,6	40,4	43,9	49,9	40,0	53,7
310	44,8	63,5	40,4	61,2	39,4	43,1	45,3	51,6	41,9	55,8
320	46,3	65,5	41,8	63,0	41,2	45,1	47,0	53,3	44,0	57,7
330	48,3	67,5	43,6	64,5	43,0	47,1	48,0	55,1	46,0	59,2
340	50,1	70,0	45,0	66,0	44,8	48,6	49,5	57,0	48,0	60,6
350	52,1	71,5	46,4	68,0	46,7	49,6	50,8	58,6	49,6	62,0
360	54,6	73,5	48,0	69,6	48,6	51,6	52,3	60,7	51,2	63,2
370	56,1	75,0	49,6	70,8	50,5	53,8	54,0	62,6	52,8	64,7
380	58,1	76,0	51,0	72,5	52,4	56,6	55,2	64,8	54,0	66,0
390	59,6	78,0	52,6	74,0	54,3	57,6	57,0	66,9	55,8	68,3
400	61,1	80,0	54,0	75,6	56,2	58,4	58,2	68,5	57,3	70,3
410	62,8	—	55,5	77,0	58,2	61,1	60,2	70,5	58,8	72,1
420	64,6	—	57,0	78,7	60,1	62,7	61,6	72,0	60,0	73,5
430	66,1	—	58,4	80,6	62,0	65,1	63,2	74,3	61,4	74,5
440	67,6	—	60,0	82,3	64,0	67,1	64,5	76,0	62,4	75,5
450	69,6	—	61,2	84,0	65,9	69,2	66,0	78,0	63,5	76,5
500	73,6	—	65,4 (до 480 °С)	—	—	—	69,7 (до 480 °С)	83,3	66,5 (до 480 °С)	79,5 (до 480 °С)
Остаток	26,4	20,0	34,6	16,0	34,1	30,8	30,3	15,7	33,5	20,5

Продолжение

Отгоняется до температуры, °C	Козловская $А_4$	Красноярская	Кулешовская $А_3$	Кулешовская $А_4$	Кулешовская $Д_{III}$	Лебяжинская $Б_2$	Михайловская $Д_{II}$	Михайловская $С_I$	Мухановская $С_{II+III+IV}$
28 (газ до C_4)	2,0	2,7	2,2	2,6	2,8	2,2	4,0	—	—
60	3,9	5,0	6,7	5,2	5,2	5,4	7,3	—	3,2
62	4,2	5,3	7,0	5,8	5,9	5,7	7,5	—	3,7
85	6,2	7,8	11,0	10,6	10,2	8,8	11,0	5,9	6,8
95	7,0	8,9	13,0	12,8	12,4	9,8	12,9	—	7,5
100	7,5	10,0	14,2	14,0	13,8	10,2	14,8	8,7	8,0
105	8,1	10,4	15,2	15,3	15,1	11,0	16,0	9,4	8,4
110	8,7	11,0	16,2	16,6	16,4	11,8	17,2	10,1	9,0
120	10,0	12,3	18,2	19,3	18,4	13,4	19,5	11,4	9,8
122	10,3	12,6	18,8	19,8	18,9	13,6	20,0	11,7	10,0
130	11,5	14,0	20,4	21,7	21,5	15,3	21,6	12,8	11,4
140	13,0	15,7	22,7	24,1	23,7	16,6	24,0	14,2	12,8
145	13,7	16,2	24,1	25,4	24,7	17,4	25,0	15,0	13,5
150	14,5	16,7	25,6	26,8	25,7	18,2	26,0	16,0	14,5
160	16,2	18,3	27,4	29,4	28,2	19,8	28,1	17,8	16,1
170	17,7	20,6	29,5	31,9	30,8	21,8	30,4	19,5	17,7
180	19,0	22,2	31,9	34,6	33,3	23,8	32,9	21,4	19,4
190	20,5	24,2	34,2	37,0	35,6	25,4	35,2	23,3	21,1
200	21,6	26,0	36,2	39,4	37,8	27,2	37,5	25,0	22,3
210	23,0	28,0	37,2	41,4	40,3	29,0	39,6	26,9	23,8
220	24,2	29,0	38,2	43,2	42,9	30,6	41,8	28,8	25,8
230	25,5	31,0	40,2	45,0	45,7	32,2	44,0	29,5	27,8
240	26,8	32,5	42,2	46,8	47,7	34,2	46,0	30,8	28,5
250	28,5	34,3	44,2	48,3	49,7	36,2	48,0	32,0	29,4
260	29,7	36,2	46,3	49,8	51,7	38,2	50,2	33,0	31,0
270	32,0	38,0	47,7	51,6	53,9	40,2	52,4	34,5	32,9
280	34,2	39,3	49,8	53,3	56,2	42,2	54,4	35,9	34,6
290	36,8	41,0	51,7	55,0	58,3	44,2	56,4	38,1	36,1
300	38,6	42,4	53,8	56,7	60,4	46,0	58,4	40,4	37,6
310	41,0	44,1	55,2	58,7	62,8	48,1	60,4	41,3	39,2
320	42,9	46,0	56,2	60,6	65,1	50,2	62,4	42,3	41,5
330	44,5	47,3	58,6	62,2	66,8	52,2	64,3	46,0	43,2
340	46,2	49,0	59,8	64,0	68,4	54,2	66,0	3,7	44,8
350	47,7	50,8	62,2	65,6	71,3	56,2	68,0	49,7	46,8
360	49,5	52,2	64,2	66,8	73,6	58,2	69,6	50,4	47,6
370	51,0	53,8	66,2	68,6	75,4	60,2	71,2	51,2	48,2
380	52,4	55,5	68,2	—	76,8	62,2	73,6	51,9	48,8
390	53,8	57,0	70,2	—	78,4	63,6	74,4	52,8	50,4
400	55,5	59,0	72,2	—	79,6	65,2	76,0	53,8	52,0
410	—	60,4	73,8	—	81,5	67,0	77,6	55,3	54,6
420	—	62,0	75,5	—	83,5	68,5	78,5	57,0	57,6
430	—	64,0	—	—	—	70,2	79,8	59,1	60,2
440	—	66,0	—	—	—	71,8	80,8	61,0	62,1
450	—	67,5	—	—	—	73,5	82,0	62,5	63,9
500	—	69 (до 475°C)	—	—	—	81,2	85,9 (до 495 °C)	69,8	71,3 (до 490 °C)
Остаток	44,5	31,0	24,5	31,4	16,5	18,8	14,1	30,2	28,7

Отгоняется до температуры, °С	Мухановская угленосная (смесь)	Мухановская $Д_{II}$	Мухановская $Д_{III}$	Неклодовская C_{IV}	Новозапрудненская	Орлянская	Подгорненская	Покровская $А_4$	Покровская $Б_2$
28 (газ до C_4)	1,9	1,6	—	1,3	1,2	1,5	2,5	2,3	—
60	—	—	3,3	3,6	3,4	2,5	5,5	5,8	—
62	—	—	—	3,8	3,6	2,8	5,9	—	—
85	5,0	5,0	5,8	7,4	7,2	4,6	9,5	7,3	5,2
95	6,5	—	8,0	9,1	8,3	5,7	11,1	9,6	6,8
100	7,5	7,6	9,3	10,0	8,8	6,4	11,9	10,6	7,6
105	8,2	8,4	10,1	10,9	9,7	6,9	12,7	12,0	8,5
110	9,0	9,0	11,3	11,8	10,7	7,5	13,5	13,3	9,2
120	10,5	11,0	13,1	13,3	12,2	8,5	15,1	15,5	10,8
122	10,9	11,3	13,5	13,5	12,5	8,9	15,4	16,0	11,1
130	12,9	12,9	15,3	15,1	13,8	10,0	16,8	18,0	12,5
140	14,1	14,7	17,5	17,1	16,0	11,0	18,5	20,4	14,4
145	15,0	15,7	18,5	18,2	16,9	11,7	19,3	21,4	15,1
150	16,0	16,6	19,6	19,3	17,9	12,5	20,2	22,4	16,0
160	18,0	18,4	21,7	21,3	19,2	14,0	22,1	25,2	17,7
170	20,0	20,0	23,7	23,4	21,2	15,5	24,0	27,8	19,0
180	22,0	22,0	26,5	25,6	24,0	16,5	26,0	29,6	21,0
190	23,9	24,0	27,8	27,6	25,6	18,5	27,9	31,8	22,2
200	25,8	26,0	31,1	29,8	27,8	20,0	29,8	33,6	24,0
210	27,3	27,8	33,1	31,5	28,8	21,5	31,7	35,6	25,8
220	28,8	29,6	35,3	33,4	30,8	23,0	33,7	37,6	27,6
230	30,6	31,3	37,1	35,1	32,4	24,0	35,5	39,9	29,2
240	32,5	33,0	38,6	36,9	33,9	25,5	37,3	42,0	31,0
250	34,5	35,0	40,1	38,8	35,8	27,0	39,1	44,4	32,5
260	36,5	37,0	42,7	40,3	37,6	28,5	40,9	46,4	34,0
270	38,5	39,0	45,3	42,5	39,7	30,5	42,7	48,8	35,6
280	40,5	41,0	47,4	44,0	41,7	32,0	44,5	50,7	37,0
290	42,3	43,0	49,6	45,8	43,9	34,0	46,3	52,8	39,0
300	44,2	44,8	51,7	47,6	46,4	36,0	48,1	54,8	40,4
310	46,2	46,7	53,6	49,3	48,2	37,5	49,9	56,8	42,0
320	48,2	48,8	55,8	51,1	50,7	39,5	51,7	58,2	44,0
330	50,1	50,6	57,6	52,8	52,7	41,0	53,5	59,9	46,0
340	52,0	52,5	58,8	54,9	54,7	42,5	55,4	61,2	47,5
350	54,0	54,4	61,0	56,4	57,2	44,0	57,4	62,4	49,0
360	56,0	56,0	63,6	58,1	58,7	45,5	58,9	63,9	51,0
370	58,0	57,6	65,8	59,8	60,8	47,5	60,5	65,0	52,8
380	60,0	59,2	66,8	61,5	62,7	49,5	62,2	66,2	54,0
390	61,8	60,7	68,4	63,4	64,7	51,0	63,9	67,7	55,8
400	63,6	62,2	70,0	65,3	66,5	52,2	65,5	69,0	57,5
410	65,3	63,9	71,6	67,3	68,2	54,7	67,5	70,4	58,8
420	67,0	65,6	73,5	68,9	69,6	56,5	69,7	71,6	60,4
430	68,4	67,1	74,8	70,5	72,4	58,5	71,5	73,0	62,8
440	69,9	68,6	76,2	72,0	75,2	60,0	73,5	74,2	64,3
450	71,3	70,2	78,0	73,6	78,2	62,0	75,0	75,6	66,0
500	—	75,3	84,2	81,5	81,0	69,7 (до 495 °С)	—	80,0 (до 480 °С)	67,7 (до 480 °С)
Остаток	28,7	24,7	15,8	18,5	19,0	30,3	25,0	20,0	32,3

Отгоняется до температуры, °C	Радаевская (смесь)	Сидоровская	Сосновская	Уваровская	Хилковская A_4	Хилковская C_1	Чеховская	Чубовская	Яблоновская
28 (газ до C_4)	0,5	2,7	1,6	2,7	1,6	1,8	3,1	1,8	0,6
60	2,9	5,0	3,6	6,3	4,2	5,0	8,3	4,0	2,5
62	—	5,3	3,9	6,7	4,5	5,4	8,8	4,3	—
85	4,2	7,6	7,0	9,8	6,6	8,0	12,9	5,8	6,0
95	4,8	8,7	8,1	11,2	7,8	9,0	14,7	6,8	7,6
100	5,2	9,3	8,6	11,9	8,4	9,6	15,6	7,3	8,4
105	5,6	10,1	9,1	12,5	9,0	10,2	16,5	7,7	9,6
110	6,0	10,9	9,6	13,1	9,6	10,8	17,5	8,3	10,8
120	6,8	12,1	10,8	14,7	11,6	12,3	19,3	9,4	13,2
122	7,0	12,4	11,0	15,0	12,0	12,7	20,1	9,6	13,6
130	7,8	13,3	12,1	16,1	13,3	13,8	21,6	10,9	16,0
140	8,9	14,9	13,5	17,9	15,1	15,4	23,6	12,3	18,8
145	9,4	15,5	14,7	18,8	15,8	16,2	25,0	13,0	19,4
150	10,0	16,1	15,1	19,9	16,6	17,1	26,1	13,7	21,0
160	10,9	17,7	16,6	21,9	18,4	18,4	28,6	15,3	23,0
170	11,8	19,3	18,3	23,9	20,3	20,3	30,9	16,7	25,1
180	12,6	20,9	20,1	25,7	21,9	22,3	33,5	18,0	26,8
190	14,0	22,5	21,6	27,7	23,6	23,9	35,9	19,5	28,4
200	15,0	24,1	23,1	30,2	25,6	26,0	37,9	21,4	30,0
210	16,0	25,7	25,1	32,3	27,2	27,6	39,9	22,9	32,2
220	16,8	27,2	26,6	34,3	29,2	28,8	41,9	24,3	34,0
230	17,9	28,7	27,8	36,2	30,9	30,4	44,1	26,3	35,8
240	19,0	30,2	29,6	38,2	32,8	32,4	46,2	28,4	37,0
250	20,2	31,9	31,5	40,2	34,4	34,4	47,7	29,9	39,0
260	21,8	33,4	33,1	42,1	36,2	36,8	50,3	31,5	40,8
270	23,0	34,9	34,1	43,9	38,0	38,4	52,0	33,1	42,4
280	24,0	36,5	35,6	45,7	39,8	40,3	53,8	34,9	44,0
290	25,6	37,9	37,1	47,6	41,6	41,9	55,8	37,0	45,6
300	27,2	39,6	39,2	49,7	43,1	43,8	57,8	39,0	47,2
310	28,8	41,3	40,6	51,2	44,8	45,4	60,0	41,1	48,6
320	30,4	43,0	42,3	53,2	46,6	47,3	61,8	43,1	50,0
330	31,8	44,8	44,1	55,2	48,4	49,8	63,7	45,6	51,8
340	33,3	46,5	45,6	57,2	50,4	51,8	65,6	47,7	53,5
350	34,8	48,4	48,6	59,7	52,4	53,6	67,2	49,8	54,8
360	36,2	50,2	50,1	61,1	54,0	55,6	69,1	52,0	56,5
370	37,8	51,8	52,1	63,7	55,6	57,5	71,0	54,3	58,0
380	38,8	53,3	52,8	64,7	57,4	59,3	72,5	56,0	59,6
390	40,0	55,5	53,9	65,7	59,2	61,3	73,8	57,5	60,8
400	41,0	56,8	55,1	66,9	60,8	63,0	75,3	59,5	62,0
410	42,3	58,4	57,2	67,9	63,0	—	76,7	60,4	63,6
420	43,6	60,4	58,8	69,9	65,2	—	78,1	61,2	64,8
430	45,0	62,8	60,8	71,2	67,3	—	79,3	64,2	66,3
440	46,4	65,6	63,1	72,7	69,8	—	80,7	65,5	67,7
450	47,5	—	64,8	74,7	72,6	—	82,0	67,0	68,8
500	48,8 (до 460 °C)	68,4 (до 455 °C)	68,0 (до 470 °C)	81,0	—	—	—	74,1	—
Остаток	51,2	31,6	32,0	19,0	27,4	37,0	18,0	25,9	31,2

Отгоняется до температуры, °С	Яблоновый Овраг	Якушкинская $А_3$	Якушкинская $А_4$	Зольненская (смесь)	Кинельская (смесь)	Кулешовская (смесь)	Мухановская (смесь)	Сероводская (смесь)	Чапаевская (смесь)
28 (газ до C_4)	—	1,5	1,4	3,0	2,5	2,3	2,1	1,2	3,0
60	—	2,0	1,6	5,3	5,2	7,5	5,1	2,9	5,1
62	—	—	—	5,5	5,6	7,9	5,0	3,1	5,3
85	8,5	3,8	2,8	8,6	8,1	11,9	8,6	5,2	7,5
95	9,1	4,4	3,6	9,9	9,5	13,6	9,7	6,2	8,7
100	9,5	4,8	4,0	10,7	10,4	14,6	10,4	6,7	9,5
105	10,1	5,5	4,5	11,3	11,1	15,6	11,1	7,2	10,3
110	10,5	5,9	4,9	11,8	11,9	16,5	11,9	7,7	11,0
120	11,5	6,4	5,6	13,0	13,0	18,7	13,4	8,4	12,6
122	11,7	6,8	5,8	13,0	13,3	19,0	13,7	8,5	12,9
130	13,0	7,8	6,6	14,5	14,6	21,1	15,0	9,1	14,0
140	14,5	8,9	7,7	16,0	16,2	23,5	16,6	10,2	15,7
145	15,2	9,4	8,2	16,7	17,0	24,9	17,4	10,8	16,4
150	16,0	10,0	8,8	17,5	17,8	26,3	18,3	11,4	17,3
160	17,8	11,7	10,0	19,3	19,6	28,8	20,1	12,7	19,0
170	19,7	13,0	11,2	21,1	21,4	30,8	22,0	13,7	20,7
180	20,5	14,4	12,4	23,0	23,2	33,4	23,9	14,9	22,4
190	22,7	15,8	13,5	24,7	24,9	35,3	25,6	16,0	23,5
200	23,9	17,2	14,6	26,4	26,6	37,3	27,3	17,0	24,9
210	26,0	18,4	15,4	28,2	28,2	39,8	29,4	18,4	26,5
220	27,1	20,0	16,2	30,0	29,8	41,8	31,6	19,7	28,1
230	29,7	21,6	17,2	31,9	31,6	43,8	33,7	20,7	29,9
240	31,1	23,0	18,0	33,8	32,9	45,9	35,6	21,9	31,6
250	33,0	24,5	19,6	35,5	34,7	47,9	37,3	23,2	33,5
260	35,0	26,0	20,8	37,2	36,6	49,6	39,0	24,5	35,2
270	36,8	27,8	22,3	38,9	38,5	51,3	40,7	25,7	37,0
280	38,1	29,4	24,2	40,7	40,4	53,7	42,5	27,0	38,8
290	39,8	30,5	26,2	42,5	41,9	55,4	44,3	28,4	40,4
300	41,3	32,0	27,9	44,3	43,5	57,6	46,0	30,0	42,0
310	43,3	33,6	29,6	46,0	45,4	59,3	47,6	32,4	44,0
320	45,6	35,2	30,8	47,7	47,4	61,3	49,2	32,9	46,1
330	46,9	36,6	32,4	49,4	49,2	62,7	50,8	34,4	48,1
340	48,0	38,1	34,0	51,2	51,1	64,3	52,5	35,9	50,1
350	49,0	39,6	35,0	53,0	53,0	65,9	54,2	37,7	52,1
360	50,0	41,1	36,4	54,7	54,7	67,3	56,2	39,0	54,0
370	51,3	42,8	37,7	56,4	56,4	68,8	58,2	40,4	55,8
380	52,3	44,0	38,8	58,1	58,1	70,3	60,1	42,2	57,8
390	54,0	45,4	40,0	59,8	59,8	71,8	62,1	43,7	59,9
400	55,2	46,8	41,1	61,5	61,6	73,2	64,1	45,2	62,0
410	56,7	48,4	42,5	63,2	63,2	74,7	65,8	46,7	63,7
420	58,0	50,0	44,0	65,0	64,9	76,1	67,6	48,2	65,5
430	59,6	51,8	45,7	66,7	66,6	78,0	69,8	49,5	67,3
440	61,5	53,4	47,0	68,4	68,3	79,8	71,9	50,9	69,0
450	63,4	55,0	48,4	70,0	70,0	81,6	74,0	52,2	70,7
500	73,0	60,5 (до 480 °С)	—	—	—	—	—	—	—
Остаток	27,0	39,5	51,6	30,0	30,0	18,4	26,0	47,8	29,3

11. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °C

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 г ТЭС на 1 кг	с 2,7 г ТЭС на 1 кг	Кислотность, мг КОН на 100 мл фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °C) мм рт. ст.
Алакаевская нефть $А_4$												
28—85	5,6	0,6590	42	59	69	75	0,018	—	—	—	—	—
28—130	11,2	0,6930	62	73	95	118	0,041	—	—	—	—	—
28—150	14,5	0,7110	66	81	107	136	0,075	48,0	58,5	—	0,21	—
28—180	19,8	0,7220	68	85	123	164	0,099	41,6	55,8	—	0,38	—
28—200	23,2	0,7300	69	88	133	178	0,118	39,0	51,3	—	0,77	—
Бариновская нефть												
28—85	7,5	0,6730	—	—	—	—	—	67,2	—	—	—	—
28—120	15,0	0,7020	59	61	85	115	Следы	57,4	71,7	—	0,19	522
28—150	22,5	0,7160	53	68	101	132	»	51,4	66,3	—	0,23	283
28—180	30,0	0,7360	60	93	125	164	~0,004	45,0	61,0	—	0,43	269
28—200	35,0	0,7410	62	95	129	179	~0,005	41,2	55,1	—	0,85	246
Белозерская нефть												
28—85	6,0	0,6680	33	44	63	83	0,030	67,0	77,0	86,0	0,05	384
28—120	10,9	0,7021	38	55	87	117	0,095	52,2	62,0	73,4	0,16	208
28—150	15,2	0,7162	41	60	102	140	0,110	43,5	54,9	—	0,21	144
28—180	19,6	0,7344	48	68	125	171	—	41,5	50,5	—	—	—
28—200	22,8	0,7420	51	71	134	195	0,160	32,9	48,8	—	0,26	104
Виннобанновская нефть												
28—120	15,8	0,6913	50	62	85	112	0,003	—	—	—	—	—
28—200	34,8	0,7340	62	80	140	187	—	—	—	—	—	—
Гражданская нефть												
28—120	9,0	0,6940	55	68	90	115	—	—	—	—	0,93	362
28—150	12,6	0,7150	55	81	100	139	0,047	47,2	—	—	1,38	202
28—180	17,0	0,7320	66	91	124	163	0,055	—	—	—	1,77	165
28—200	20,0	0,7370	63	94	127	165	0,074	42,1	53,0	—	1,97	133
Дерюжовская нефть												
28—85	6,0	0,6530	37	43	57	80	—	—	—	—	—	—
28—130	11,0	0,6950	59	66	93	120	—	—	—	—	—	—
28—150	14,0	0,7000	48	63	109	131	0,111	47,0	57,7	—	—	—
28—180	19,0	0,7100	54	74	115	156	0,120	43,2	53,6	—	—	—
28—200	22,5	0,7210	55	76	128	175	0,163	40,5	51,0	—	—	—
Дмитриевская нефть $С_{III}$												
28—85	3,4	0,6570	47	54	63	79	Следы	67,8	76,5	88,0	—	246
28—120	8,1	0,6950	55	66	85	103	»	54,8	70,0	82,9	0,94	196
28—150	14,5	0,7110	59	72	103	133	0,07	47,7	62,5	—	1,17	156
28—180	22,4	0,7280	63	82	122	159	—	45,0	53,7	—	—	—
28—200	25,9	0,7330	66	90	130	177	0,15	43,0	57,0	—	1,65	92
Дмитриевская нефть $Д_{II}$												
28—85	7,0	0,6560	37	44	57	75	Следы	—	—	—	—	—
28—120	13,8	0,6900	52	67	85	110	0,015	51,2	71,2	—	—	—
28—150	19,3	0,7040	54	78	103	135	0,017	50,0	—	—	0,12	—
28—180	25,6	0,7200	56	82	122	164	0,024	46,0	—	—	0,25	300
28—200	29,7	0,7310	58	85	132	180	0,026	42,3	56,7	—	0,27	272

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 г ТЭС на 1 кг	с 2,7 г ТЭС на 1 кг	Кислотность, мг КОН на 100 мл фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), мм рт. ст.
Жигулевская нефть												
28—85	2,1	0,6650	—	48	60	74	0,011	66,6	77,5	88,4	—	570
28—120	7,5	0,6980	—	66	85	113	0,034	58,0	70,5	83,2	—	221
28—150	12,3	0,7140	—	74	103	134	0,056	51,0	64,6	—	—	156
28—200	19,8	0,7360	—	83	126	178	0,060	43,0	56,5	—	—	89
Зольненская нефть												
н. к.—80	8,3	0,6520	35	46	58	80	0,007	62,0	75,8	88,3	—	640
н. к.—120	15,5	0,6830	46	58	80	107	0,016	57,0	70,3	83,0	—	405
н. к.—150	22,5	0,7040	57	70	100	135	0,018	52,2	65,0	—	—	271
н. к.—200	34,9	0,7210	61	78	130	183	0,024	45,0	58,4	—	—	222
Козловская нефть $А_4$												
28—85	4,2	0,6550	—	—	—	—	0,046	—	—	—	0,57	—
28—130	9,5	0,6920	47	65	93	120	0,066	—	64,7	—	—	—
28—150	12,5	0,7102	56	76	106	135	0,107	47,0	59,7	—	—	—
28—180	17,0	0,7240	59	84	123	166	0,167	38,0	53,5	—	—	—
28—200	19,6	0,7312	65	87	135	181	0,235	31,0	50,5	—	—	—
Красноярская нефть												
28—85	5,1	0,6613	37	50	64	80	Следы	63,6	75,0	84,3	0,58	366
28—120	9,6	0,6850	40	54	90	115	»	49,5	65,0	78,3	0,78	330
28—150	14,0	0,7100	47	65	106	146	0,025	43,6	56,2	—	1,37	250
28—180	19,5	0,7251	50	69	124	175	—	39,0	50,7	—	—	—
28—200	23,3	0,7302	52	72	133	195	0,050	37,8	49,7	—	2,15	80
Кулешовская нефть $А_3$												
28—130	18,2	0,6952	48	69	97	118	0,017	57,0	70,1	—	0,15	404
28—150	23,4	0,7134	49	70	100	136	0,026	52,2	66,4	—	0,43	345
28—180	29,7	0,7192	50	75	116	161	0,030	50,0	62,3	—	0,56	295
28—200	34,0	0,7250	54	78	125	180	0,043	45,0	59,9	—	1,56	221
Кулешовская нефть $А_4$												
28—120	16,7	0,6820	34	52	80	107	0,140	—	—	—	—	—
28—150	24,2	0,7050	43	60	100	140	0,170	—	—	—	—	—
28—180	32,0	0,7222	45	71	115	160	0,190	—	—	—	—	—
28—200	36,8	0,7290	46	73	122	176	0,210	—	—	—	—	—
Кулешовская нефть $Д_{III}$												
28—120	15,6	0,7050	55	73	88	107	—	52	67,9	—	—	402
28—150	22,9	0,7220	63	86	106	134	0,005	43,0	58,0	—	—	368
28—180	30,5	0,7390	67	90	123	160	0,006	39,5	54,5	—	—	238
28—200	35,0	0,7460	70	95	132	180	0,007	34,6	49,7	—	—	191

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С) *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Лебяжинская нефть Б$_2$												
28—85	6,6	0,6633	33	41	60	84	0,060	67,8	—	—	—	—
28—130	13,1	0,6951	44	62	92	120	0,079	54,4	65,5	—	0,28	—
28—150	16,0	0,7072	49	64	100	133	0,105	49,0	60,7	—	0,30	—
28—180	21,6	0,7200	48	73	118	165	0,130	44,8	57,1	—	0,38	—
28—200	25,0	0,7302	48	74	130	179	0,148	41,7	54,2	—	0,40	—
Михайловская нефть Д$_{II}$												
28—85	7,6	0,6805	47	56	66	80	0,030	64,4	77,4	87,8	Следы	186
28—100	10,8	0,6939	53	63	77	95	—	61,5	74,8	85,7	—	—
28—120	15,5	0,7074	60	70	89	110	0,040	58,4	72,3	83,6	Следы	151
28—150	22,0	0,7223	68	80	103	132	0,050	50,4	66,7	—	»	100
28—180	23,9	0,7323	70	82	117	160	—	44,4	60,6	—	—	—
28—200	33,3	0,7400	72	84	126	180	0,060	40,3	56,6	—	Следы	64
Мухановская угленосная нефть (смесь)												
28—85	3,1	0,6600	41	48	58	70	0,040	69,0	78,2	87,6	—	572
28—120	8,6	0,6940	53	67	87	109	0,100	52,0	64,6	78,6	—	272
28—150	14,1	0,7120	61	76	106	140	0,130	44,0	54,5	—	—	205
28—200	23,9	0,7372	71	88	135	182	0,180	32,8	—	—	—	103
Мухановская нефть Д$_{II}$												
28—85	3,4	0,6740	43	49	62	75	Следы	66,5	78,1	88,4	—	541
28—120	9,4	0,7042	48	60	85	108	»	57,3	73,3	83,0	—	217
28—150	15,0	0,7111	52	71	101	134	0,020	49,2	63,7	—	—	172
н. к.—200	24,4	0,7442	55	73	125	188	0,060	39,5	51,7	—	—	152
Мухановская нефть Д$_{III}$												
28—120	13,1	0,7160	45	64	86	106	0,036	—	—	—	—	—
28—180	26,5	0,7390	60	85	123	161	0,049	—	—	—	—	—
28—205	32,1	0,7520	62	91	137	184	0,057	37,2	—	—	—	—
Мухановская нефть С$_{II+III+IV}$												
28—120	9,8	0,6890	50	68	87	113	0,021	—	—	—	—	—
28—205	22,3	0,7350	54	81	135	186	0,069	38,0	—	—	—	—
Неклюдовская нефть С$_{IV}$												
28—130	12,0	0,6972	49	64	92	118	0,020	52,4	59,2	—	1,30	241
28—150	18,0	0,7022	50	74	101	135	0,030	44,0	53,5	—	2,6	129
28—180	24,3	0,7180	53	77	120	161	0,042	40,6	50,0	—	—	104
28—200	28,5	0,7310	61	90	133	179	0,072	34,3	46,2	—	—	96
Новозапрудненская нефть												
28—130	12,6	0,6950	39	60	89	119	0,008	53,5	62,4	—	0,28	440
28—150	16,7	0,7170	47	70	103	134	0,017	48,3	56,0	—	0,56	313
28—180	22,8	0,7280	50	75	120	162	0,025	44,0	51,7	—	1,18	236
28—200	26,6	0,7370	56	80	136	177	0,035	40,0	47,8	—	2,18	220
Орлянская нефть												
28—130	8,5	0,6990	54	73	92	113	0,020	44,5	56,2	—	0,69	234
28—150	11,0	0,7061	56	77	100	130	0,040	41,4	51,4	—	0,86	191
28—180	15,0	0,7222	62	87	122	160	0,100	32,5	42,9	—	—	141
28—200	18,5	0,7282	64	92	132	174	0,145	30,6	39,9	—	—	110

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С) *мм рт. ст.*
Подгорненская нефть												
28—120	12,6	0,6890	48	65	85	109	0,003	57,4	—	—	0,23	286
28—150	17,7	0,7080	49	72	105	139	0,017	50,2	—	—	0,34	260
28—180	23,5	0,7242	54	81	124	165	0,022	45,8	—	—	0,52	220
28—200	27,3	0,7311	56	85	132	178	0,031	45,3	—	—	0,63	208
Покровская нефть A_4												
28—85	5,0	0,6590	37	43	57	77	0,044	70,0	79,1	88,0	—	653
28—120	13,2	0,6860	49	61	83	105	0,062	62,0	72,2	83,4	—	367
28—150	20,1	0,7092	57	71	102	134	0,072	52,6	64,0	—	—	181
28—200	31,3	0,7292	60	75	123	176	0,150	46,3	60,1	—	—	112
Покровская нефть $Б_2$												
н. к.—85	5,2	0,6653	38	47	60	77	0,034	67,0	77,4	87,8	—	615
н. к.—120	10,8	0,6933	47	58	81	103	0,072	60,0	69,9	81,0	—	171
н. к.—150	16,0	0,7111	52	68	100	134	0,098	51,6	65,0	—	—	112
н. к.—170	19,5	0,7191	54	70	109	150	0,130	47,9	60,3	—	—	—
н. к.—200	24,0	0,7300	57	73	122	174	0,190	42,3	55,5	—	—	81
Радаевская нефть (смесь)												
28—85	3,7	0,6660	43	48	60	78	0,086	58,0	71,3	83,4	—	—
28—120	6,3	0,6890	51	63	81	105	0,120	53,0	61,7	74,4	—	340
28—150	9,5	0,7200	53	69	100	138	0,140	47,0	54,2	—	—	201
28—200	14,5	0,7250	62	82	123	174	0,200	37,0	47,0	—	—	128
Сидоровская нефть												
28—120	9,4	0,6820	40	54	76	109	0,039	59,2	70,2	—	0,75	455
28—150	13,4	0,7020	46	69	102	136	0,051	47,2	60,4	—	0,95	377
28—180	18,2	0,7170	49	73	120	165	0,086	41,4	53,9	—	1,15	348
28—200	21,4	0,7230	55	76	131	182	0,114	40,4	50,1	—	1,33	322
Сосновская нефть												
28—85	5,4	—	35	66	85	100	—	54,0	61,5	—	—	—
28—130	10,5	0,6970	55	69	97	129	—	—	—	—	—	—
28—150	13,5	0,7072	59	83	107	133	0,109	44,2	52,1	—	0,27	—
28—180	18,5	0,7271	63	93	131	160	0,213	37,0	44,3	—	0,38	—
28—200	21,5	0,7362	64	94	142	175	0,234	34,0	40,9	—	0,34	—
Уваровская нефть												
28—85	7,1	0,6661	36	47	62	82	0,020	65,8	—	—	—	—
28—130	13,4	0,6902	45	63	88	119	0,024	51,4	68,6	—	0,38	—
28—150	17,2	0,7022	55	70	101	134	0,029	47,0	64,4	—	0,51	—
28—180	23,0	0,7201	56	71	115	158	0,050	42,8	57,4	—	0,77	—
28—200	27,5	0,7291	58	85	135	182	0,068	40,8	54,3	—	0,81	—
Хилковская нефть A_4												
28—120	10,0	0,6810	39	56	80	107	0,026	56,4	72,8	—	0,85	—
28—150	15,0	0,7022	44	64	101	135	0,036	47,2	62,2	—	0,93	—
28—180	20,3	0,7170	47	71	116	162	0,055	46,8	60,2	—	0,95	—
28—200	24,0	0,7292	57	80	132	180	0,081	43,0	56,6	—	1,16	—

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °C) *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Хилковская нефть C_I												
28—85	6,2	0,6530	25	37	59	89	—	—	—	—	—	—
28—120	10,5	0,6750	33	50	78	110	0,033	—	—	—	—	—
28—150	15,3	0,7102	39	62	99	135	0,070	—	—	—	—	—
28—200	24,2	0,7260	53	75	132	186	0,085	—	—	—	—	—
Чеховская нефть												
28—85	9,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
28—120	16,2	0,6869	40	57	81	106	—	61,2	73,3	—	0,29	428
28—150	23,2	0,7059	44	75	98	135	—	55,7	69,8	—	0,34	345
28—180	30,6	0,7222	47	79	119	172	—	53,3	66,2	—	0,49	265
28—200	34,8	0,7287	48	80	128	189	—	51,4	65,2	—	0,54	235
Чубовская нефть												
28—120	7,6	0,6752	47	65	84	103	0,02	57,2	68,3	—	—	—
28—150	11,9	0,7081	49	70	104	136	0,04	49,3	—	—	0,37	421
28—180	16,2	0,7162	56	80	125	165	0,08	43,0	—	—	0,49	272
28—200	19,6	0,7200	59	85	135	179	0,11	42,2	53,1	—	1,00	250
Яблоновская нефть												
28—85	5,5	0,6782	44	53	64	80	0,23	62,8	71,8	81,0	—	510
28—120	12,6	0,7068	57	69	68	105	0,30	58,5	65,2	74,6	—	246
28—150	20,4	0,7302	65	81	108	139	0,38	49,0	57,5	—	—	148
28—200	29,4	0,7502	72	85	134	187	0,52	40,3	50,0	—	—	130
Яблоновый Овраг												
н. к.—85	8,5	0,6782	36	42	56	80	0,012	70,0	80,5	92,0	—	693
н. к.—120	11,5	0,6920	47	60	81	117	0,013	58,0	73,0	86,0	—	455
н. к.—150	16,0	0,7112	54	73	105	139	0,018	52,0	67,4	—	—	366
н. к.—200	23,9	0,7330	56	80	130	186	0,102	44,0	60,0	—	—	246
Якушкинская нефть A_3												
28—85	2,3	0,6570	35	42	56	74	0,03	67,8	77,3	86,8	—	676
28—120	4,9	0,6868	45	60	85	115	0,08	56,5	65,7	79,0	—	266
28—150	8,5	0,7034	51	67	103	137	0,10	48,6	60,4	—	—	184
28—200	15,7	0,7220	60	75	133	180	0,12	41,5	51,4	—	—	156
Якушкинская нефть A_4												
28—85	1,4	0,6710	42	52	66	83	0,26	60,8	66,9	75,5	—	547
28—120	4,2	0,6986	55	70	94	119	0,25	55,4	62,3	70,6	—	284
28—150	7,4	0,71[illegible]2	60	77	113	144	0,26	45,2	48,8	—	—	196
28—200	13,2	0,7340	63	87	130	175	0,34	35,6	42,0	—	—	186
Мухановская нефть (смесь)												
28—120	11,3	0,6880	45	61	85	119	0,028	—	—	—	—	—
28—200	25,2	0,7[illegible]20	49	78	128	180	0,053	—	—	—	—	—
Кулешовская нефть (смесь)												
28—120	16,4	0,6920	43	60	82	111	0,035	—	—	—	—	—
28—200	35,0	0,7320	53	77	128	175	0,120	—	—	—	—	—

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °C), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Серноводская нефть (смесь)												
28—120	7,2	0,6840	42	61	80	111	0,052	—	—	—	—	—
28—200	15,8	0,7360	52	82	134	182	0,151	—	—	—	—	—
Зольненская нефть (смесь)												
28—120	10,0	0,6840	47	60	83	112	0,022	—	—	—	—	—
28—200	23,4	0,7320	55	84	133	184	0,094	—	—	—	—	—
Кинельская нефть (смесь)												
28—120	10,5	0,6900	45	63	85	109	—	—	—	—	—	—
28—200	24,1	0,7400	56	90	138	185	—	—	—	—	—	—
Чапаевская нефть (смесь)												
28—120	9,6	0,6980	52	68	90	114	—	—	—	—	—	—
28—200	21,9	0,7370	65	87	133	173	0,132	—	—	—	—	—

12. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °C

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Алакаевская нефть A_4						
28—60	2,2	0,6450	1,3750	—	—	100
60—95	4,8	0,6964	1,3915	—	—	—
95—122	3,0	0,7195	1,4050	3	22	75
122—150	4,5	0,7443	1,4190	8	22	70
150—200	8,8	0,7750	1,4360	15	15	70
Бариновская нефть						
28—60	3,5	—	—	—	—	100
60—95	6,3	0,7066	1,4000	9	32	59
95—122	5,7	0,7395	1,4160	15	28	57
122—150	7,0	0,7585	1,4280	21	23	56
150—200	12,5	0,7767	1,4370	22	11	67
28—200	35,0	0,7410	1,4202	17	18	65
Белозерская нефть						
28—60	2,9	0,6370	1,3590	—	—	100
60—95	4,5	0,6988	1,3860	1	24	75
95—122	3,8	0,7295	1,4030	5	25	70
122—150	4,0	0,7535	1,4131	9	26	65
150—200	7,6	0,7814	1,4331	20	26	54
28—200	22,8	0,7420	1,4126	8	24	68

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Виннобанновская нефть						
28—60	3,7	—	—	—	—	100
60—95	6,8	0,6900	1,3915	3	24	73
95—122	5,6	0,7256	1,4090	8	25	67
122—150	6,4	0,7514	1,4192	16	17	67
150—200	12,3	0,7800	1,4370	18	16	66
28—200	34,8	0,7340	1,4202	11	17	72
Гражданская нефть						
28—60	1,5	—	—	—	—	100
60—95	4,2	0,6840	1,3900	1	22	77
95—122	3,6	0,7255	1,4060	2	31	67
122—150	3,3	0,7471	1,4172	6	31	63
150—200	7,4	0,7793	1,4350	15	22	63
28—200	20,0	0,7370	1,4120	7	24	69
Дерюжовская нефть						
28—60	4,0	—	—	—	—	100
60—95	3,0	0,6900	1,3900	1	22	77
95—122	2,8	0,7200	1,4050	4	18	78
122—150	4,2	0,7460	1,4185	8	17	75
150—200	8,5	0,7780	1,4360	16	23	61
28—200	22,5	0,7210	1,4122	8	17	75
Дмитриевская нефть C_{III}						
28—60	1,5	0,6299	1,3672	—	—	100
60—95	2,4	0,6769	1,3785	3	16	81
95—122	4,5	0,7159	1,3981	5	29	66
122—150	6,1	0,7747	1,4136	10	26	64
150—200	11,4	0,7826	1,4345	23	18	59
28—200	25,9	0,7383	1,4141	14	21	65
Дмитриевская нефть $Д_{II}$						
28—60	4 7	0,6380	—	—	—	100
60—95	4,3	0,7006	—	5	18	77
95—122	5,2	0,7328	—	8	22	70
122—150	5,1	0,7480	—	11	17	72
150—200	10,4	0,7797	—	18	12	70
28—200	29,7	0,7310	—	11	14	75
Жигулевская нефть						
28—60	0,7	0,6303	—	—	—	100
60—95	3,0	0,6885	—	3	25	72
95—122	4,1	0,7290	—	6	35	59
122—150	4,5	0,7520	—	10	33	57
150—200	7,5	0,7680	—	17	31	52
28—200	19,8	0,7363	—	11	30	59

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Зольненская нефть						
н. к.—60	6,1	0,6294	—	—	—	100
60—95	4,7	0,6865	—	3	18	79
95—122	5,0	0,7115	—	5	23	72
122—150	6,7	0,7456	—	12	25	63
150—200	12,4	0,7777	—	20	20	60
н. к.—200	34,9	0,7210	—	10	17	73
Козловская нефть $А_4$						
31—60	1,9	0,6322	—	—	—	100
60—95	3,1	0,6791	1,3875	1	20	79
95—122	3,3	0,7163	1,4025	3	19	78
122—150	4,2	0,7418	1,4160	8	17	75
150—200	7,1	0,7725	1,4325	16	12	72
31—200	19,6	0,7307	1,4158	8	14	78
Красноярская нефть						
28—60	2,3	0,6223	1,3520	—	—	100
60—95	3,9	0,6783	1,3788	—	23	77
95—122	3,6	0,7153	1,3975	3	26	71
122—150	4,2	0,7523	1,4136	9	27	64
150—200	9,3	0,7693	1,4278	17	28	55
28—200	23,3	0,7300	1,4254	9	24	67
Кулешовская нефть $А_3$						
28—60	4,5	—	—	—	—	100
60—95	6,3	0,6915	—	6	23	71
95—122	5,8	0,7287	—	13	26	61
122—150	6,8	0,7526	—	20	19	61
150—200	10,6	0,7775	—	21	13	66
28—200	34,0	0,7250	—	14	17	69
Кулешовская нефть $Д_{III}$						
28—60	2,4	0,6420	—	—	—	100
60—95	7,2	0,7012	—	6	30	64
95—122	6,5	0,7342	—	13	27	60
122—150	6,8	0,7526	—	18	21	61
150—200	12,1	0,7732	—	19	10	71
28—200	35,0	0,7460	—	14	19	67
Лебяжинская нефть $Б_2$						
28—60	3,2	0,6469	1,3735	—	—	100
60—95	4,4	0,6883	1,3885	4	22	74
95—122	3,8	0,7303	1,14100	10	25	65
122—150	4,6	0,7514	1,4212	15	22	63
150—200	9,0	0,7819	1,4372	17	24	59
28—200	25,0	0,7350	1,3880	11	21	68

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, % ароматических	нафтеновых	парафиновых
			Михайловская нефть $Д_{II}$			
28—60	3,3	0,6390	1,3655	—	—	100
60—95	6,3	0,6930	1,3848	11	24	65
95—122	6,1	0,7357	1,4085	18	22	60
122—150	6,3	0,7533	1,4192	21	20	59
150—200	11,5	0,7735	1,4295	24	19	57
28—200	33,5	0,7400	1,4118	17	18	65
			Мухановская угленосная нефть (смесь)			
н. к.—60	2,0	0,6520	—	—	—	100
60—95	4,8	0,6966	—	4	24	72
95—122	3,8	0,7193	—	5	20	75
122—150	5,4	0,7411	—	11	18	71
150—200	9,8	0,7677	—	19	15	66
н. к.—200	25,8	0,7340	—	11	16	73
			Мухановская нефть $Д_{II}$			
н. к.—60	2,2	0,6321	—	—	—	100
60—95	4,6	0,7029	—	10	32	58
95—122	4,2	0,7329	—	16	35	49
122—150	5,6	0,7506	—	24	30	46
150—200	9,4	0,7732	—	33	23	44
н. к.—200	26,0	0,7380	—	20	26	54
			Мухановская нефть $Д_{III}$			
н. к.—60	3,3	—	—	—	—	100
60—95	4,7	0,7059	—	6,9	93,1	
95—122	5,5	0,7357	—	11,2	88,8	
122—150	6,1	0,7578	—	18,4	81,6	
150—200	11,5	0,7791	—	21,4	78,6	
			Неклюдовская нефть C_{IV}			
28—60	2,3	0,6490	—	—	—	100
60—95	5,5	0,6852	—	2	22	76
95—122	4,4	0,7192	—	6	24	70
122—150	5,8	0,7450	—	11	20	69
150—200	10,5	0,7757	—	18	13	69
28—200	28,5	0,7360	—	10	18	72
			Новозапрудненская нефть			
28—60	2,2	0,6469	—	—	—	100
60—95	4,9	0,6939	—	5	27	68
95—122	4,2	0,7300	—	9	28	63
122—150	5,4	0,7500	—	14	22	64
150—200	9,9	0,7780	—	20	13	67
28—200	26,6	0,7370	—	13	19	68

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Орлянская нефть						
28—60	1,0	—	—	—	—	100
60—95	3,2	0,6870	1,3895	1	23	76
95—122	3,2	0,7173	1,4040	2	23	75
122—150	3,6	0,7391	1,4162	5	22	73
150—200	7,5	0,7717	1,4325	10	14	76
28—200	18,5	0,7280	1,4105	5	18	77
Подгорненская нефть						
28—60	3,0	—	—	—	—	100
60—95	5,6	0,6742	1,3833	1	24	75
95—122	4,3	0,7238	1,4060	7	26	67
122—150	4,8	0,7458	1,4177	11	24	65
150—200	9,6	0,7761	1,4348	17	16	67
28—200	27,3	0,7310	1,4104	9	18	73
Покровская нефть $А_4$						
28—60	3,5	0,6420	—	—	—	100
60—95	5,6	0,7034	—	1	31	68
95—122	5,9	0,7321	—	4	24	72
122—150	6,4	0,7563	—	12	16	72
150—200	11,2	0,7803	—	17	21	62
28—200	31,3	0,7290	—	9	21	70
Покровская нефть $Б_2$						
н. к.—60	2,2	0,6530	—	—	—	100
60—95	4,3	0,7182	—	8	32	60
95—122	4,7	0,7404	—	10	28	62
122—150	4,8	0,7570	—	11	20	69
150—200	8,0	0,7838	—	21	16	63
н. к.—200	24,0	0,7300	—	12	21	67
Радаевская нефть (смесь)						
28—60	2,4	0,6590	—	—	—	100
60—95	2,6	0,7076	—	4	29	67
95—122	1,9	0,7336	—	6	22	72
122—150	2,7	0,7516	—	8	14	78
150—200	5,4	0,7834	—	18	14	68
Сидоровская нефть						
28—60	2,3	—	—	—	—	100
60—95	3,7	0,6759	1,3870	1	19	80
95—122	3,7	0,7145	1,4040	4	23	73
122—150	3,7	0,7425	1,4180	8	20	72
150—200	8,0	0,7731	1,4340	14	18	68
28—200	21,4	0,7230	1,4107	9	17	74

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Сосновская нефть						
28—60	2,0	—	—	—	—	100
60—95	4,5	0,6969	1,3912	2	21	77
95—122	2,9	0,7265	1,4062	5	19	76
122—150	4,1	0,7587	1,4210	11	12	77
150—200	8,0	0,7936	1,4403	18	5	77
28—200	21,5	0,7362	1,4146	10	11	79
Уваровская нефть						
28—60	3,6	—	1,3770	—	—	100
60—95	4,9	0,6905	1,3888	2	27	71
95—122	3,8	0,7250	1,4042	6	18	76
122—150	4,9	0,7464	1,4190	11	20	69
150—200	10,3	0,7740	1,4360	19	11	70
28—200	27,5	0,7291	1,4050	10	15	75
Хилковская нефть A_4						
28—60	2,6	—	—	—	—	100
60—95	3,6	0,6866	1,3880	1	26	73
95—122	4,2	0,7183	1,4030	2	28	70
122—150	4,6	0,7447	1,4170	8	24	68
150—200	9,0	0,7748	1,4345	16	17	67
28—200	24,0	0,7292	1,4106	8	20	72
Хилковская нефть C_I						
28—60	3,2	—	—	—	—	100
60—95	4,0	0,6879	1,3885	2	23	75
95—122	3,7	0,7185	1,4032	2	27	71
122—150	4,4	0,7431	1,4165	9	21	70
150—200	8,9	0,7747	1,4340	16	13	71
28—200	24,2	0,7255	1,4048	8	16	76
Чеховская нефть						
28—60	5,2	—	—	—	—	100
60—95	6,4	0,6896	1,3880	3	22	75
95—122	5,4	0,7260	1,4058	9	25	66
122—150	6,0	0,7495	1,4190	14	21	65
150—200	11,8	0,7808	1,4358	21	14	65
28—200	34,8	0,7287	1,4216	13	21	66
Чубовская нефть						
28—60	2,2	0,6470	—	—	—	100
60—95	2,8	0,6826	—	3	17	80
95—122	2,8	0,7470	—	7	23	70
122—150	4,1	0,7528	—	9	22	69
150—200	7,7	0,7836	—	17	17	66
28—200	19,6	0,7200	—	10	17	73

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Яблоновская нефть						
28—60	1,9	0,6404	—	—	—	100
60—95	5,0	0,7115	—	6	27	67
95—122	5,7	0,7478	—	19	20	61
122—150	5,6	0,7719	—	28	14	58
150—200	11,2	0,7893	—	29	16	55
28—200	29,4	0,7502	—	21	17	62
Яблоновый Овраг						
н. к.—60	3,6	0,6398	—	—	—	100
60—95	4,5	0,6983	—	3	28	69
95—122	3,9	0,7281	—	6	31	63
122—150	3,5	0,7500	—	11	28	61
150—200	8,4	0,7787	—	20	30	50
н. к.—200	23,9	—	—	10	25	65
Якушкинская нефть A_8						
28—60	0,5	0,6545	—	—	—	100
60—95	2,4	0,6937	—	1	24	75
95—122	2,1	0,7145	—	3	24	73
122—150	3,5	0,7452	—	8	20	72
150—200	7,2	0,7745	—	15	21	64
28—200	15,7	0,7220	—	8	19	73
Якушкинская нефть A_4						
28—60	0,2	0,6502	—	—	—	100
60—95	2,0	0,6968	—	2	21	77
95—122	2,0	0,7206	—	3	20	77
122—150	3,2	0,7444	—	6	19	75
150—200	5,8	0,7791	—	16	17	67
28—200	13,2	0,7340	—	8	16	76

13. Содержание индивидуальных углеводородов (вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 122 °С

Углеводород	Виннобанновская нефть	Гражданская нефть	Чеховская нефть
Этан	0,034	0,024	—
Пропан	1,008	0,250	0,348
н-Бутан	1,411	0,372	1,090
н-Пентан	2,218	0,554	1,817
н-Гексан	1,830	0,466	1,706
н-Гептан	1,109	0,294	1,264
н-Октан	0,050	—	0,126
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	7,660	1,960	6,351

Углеводород	Виннобаннов-ская нефть	Гражданская нефть	Чеховская нефть
Изобутан	0,890	0,225	0,269
Изопентан	2,033	0,559	1,627
2,2-Диметилбутан	0,017	0,005	0,016
2,3-Диметилбутан	0,269	0,064	0,205
2-Метилпентан	1,411	0,392	1,027
3-Метилпентан	0,957	0,270	0,742
2,3-Диметилпентан	0,185	0,088	0,348
2,4-Диметилпентан	0,067	0,025	0,079
3,3-Диметилпентан	Следы	0,005	0,016
3-Метилгексан	0,537	0,260	1,059
2,2-Диметилгексан	—	Следы	—
2,3-Диметилгексан	0,017	—	0,047
2,4-Диметилгексан	0,067	0,020	0,111
3,3-Диметилгексан	0,050	0,012	0,095
2,3,3-Триметилпентан	0,034	—	0,142
2-Метилгептан	0,034	—	0,063
2,3-Метилэтилпентан	Следы	—	0,016
4-Метилгептан	»	—	0,016
3-Этилгексан	0,017	—	0,016
Всего парафиновых углеводородов изостроения	6,585	1,925	5,894
Всего парафиновых углеводородов	14,245	3,885	12,245
Циклопентан	0,118	0,029	0,079
Метилциклопентан	0,588	0,279	0,569
1,1-Диметилциклопентан	0,319	0,163	0,585
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	0,202	0,167	0,379
1,2-Диметилциклопентан (*цис*-)	0,034	0,005	0,032
1,3-Диметилциклопентан (*транс*-)	0,084	0,073	0,237
1,3-Диметилциклопентан (*цис*-)	0,084	0,073	0,174
1,1,2-Триметилциклопентан	0,034	0,005	0,047
1,1,3-Триметилциклопентан	0,454	0,083	0,521
Этилциклопентан	0,017	0,005	0,031
1,2,3,-Триметилциклопентан (*цис*-, *транс*-, *цис*-)	Следы	—	Следы
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис*-, *транс*-, *цис*-)	0,050	—	0,111
Неидентифицированные	0,034	0,01	0,055
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	2,018	0,892	2,820
Циклогексан	0,302	0,113	0,411
Неидентифицированные	—	—	0,008
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	50,302	0,113	0,419
Всего нафтеновых углеводородов	2,320	1,005	3,239
Бензол	0,151	0,005	0,126
Толуол	0,084	0,005	0,174
Неидентифицированные	—	—	0,016
Всего ароматических углеводородов	0,235	0,010	0,316

14. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Алакаевская нефть $А_4$						
62—85	3,1	0,6868	—	3	15	82
62—105	5,5	0,7003	—	3	18	79
85—120	4,1	0,7188	0,040	5	16	79
105—120	1,7	0,7268	—	5	17	78
105—140	4,5	0,7346	—	5	25	70
120—140	2,8	0,7414	0,090	8	20	72
140—180	7,3	0,7638	—	16	11	73
85—180	14,2	0,7438	0,111	9	16	75
Бариновская нефть						
62—85	3,6	0,6953	—	9	28	63
62—105	8,1	0,7159	—	11	28	61
85—120	7,5	0,7302	0,0005	14	31	55
105—120	3,0	0,7410	—	15	21	64
105—140	8,0	0,7447	0,0009	18	24	58
120—140	5,0	0,7516	—	21	21	58
140—180	10,0	0,7682	—	23	12	65
85—180	22,5	0,7539	0,0044	20	22	58
Белозерская нефть						
60—105	5,7	—	0,060	2	24	74
85—120	4,9	—	0,090	5	25	70
105—140	5,4	—	0,120	7	25	68
140—180	4,6	—	0,220	15	26	59
Дерюжовская нефть						
62—85	1,7	0,6849	0,069	1	21	78
62—105	3,6	0,6970	0,073	2	21	77
85—120	3,5	0,7160	0,101	3	21	76
105—120	1,6	0,7250	0,130	4	16	80
105—140	4,6	0,7350	0,151	6	23	71
120—140	3,0	0,7442	0,225	7	21	72
140—180	6,5	0,7670	0,287	15	33	52
Дмитриевская нефть $С_{III}$						
62—85	1,7	—	0,030	2	14	84
62—105	3,8	—	0,060	4	22	74
85—120	4,7	—	0,080	6	27	67
105—140	6,4	—	0,090	8	29	63
140—180	10,5	—	0,150	18	22	60
Дмитриевская нефть $Д_{II}$						
85—120	6,8	—	0,02	7	22	71
120—140	3,2	—	0,03	9	16	75
140—180	8,6	—	0,04	16	21	63
85—180	18,6	—	0,03	11	20	69

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
			Козловская нефть $А_4$			
31—62	2,2	—	—	—	—	100
62—85	2,0	0,6709	0,026	—	19	81
62—105	3,9	0,6929	0,063	1	19	80
85—120	3,6	0,7130	0,107	2	23	75
105—120	1,9	0,7219	0,109	4	20	76
120—140	3,0	0,7386	0,136	7	19	74
140—180	6,0	0,7640	0,256	11	16	73
105—140	4,9	0,7304	0,117	5	19	76
85—180	12,6	0,744	0,187	8	18	74
			Красноярская нефть			
60—105	5,7	—	0,06	2	24	74
85—120	4,9	—	0,09	5	25	70
105—140	5,4	—	0,12	7	25	68
140—180	4,6	—	0,22	15	26	59
			Кулешовская нефть $А_3$			
62—85	4,0	0,6879	—	6	22	72
62—105	8,2	0,7070	0,005	8	20	72
85—120	7,2	0,7260	0,008	8	25	67
105—120	3,0	0,7350	0,019	14	20	66
105—140	7,5	0,7428	0,024	14	20	66
120—140	4,5	0,7464	0,032	17	21	62
140—180	9,2	0,7698	0,052	22	19	59
85—180	20,9	0,7490	0,040	16	18	66
			Кулешовская нефть $Д_{III}$			
62—85	4,1	0,6928	0	6	28	66
62—105	9,2	0,7096	0	6	27	67
85—120	8,2	0,7300	0	11	28	61
105—120	3,3	0,7396	0	14	23	63
105—140	8,6	0,7474	0	15	22	63
120—140	5,3	0,7504	Следы	18	19	63
140—180	9,6	0,7678	»	17	15	68
85—180	23,1	0,7502	»	16	16	68
			Лебяжинская нефть $Б_2$			
62—85	3,1	0,6849	0,063	2	21	77
62—105	5,3	0,6955	0,077	5	21	74
85—120	4,6	0,7221	0,080	8	26	66
105—120	2,4	0,7316	0,083	10	22	68
105—140	5,6	0,7411	0,093	12	23	65
120—140	2,2	0,7475	0,110	14	23	63
140—180	7,2	0,7710	0,180	17	17	66
85—180	15,0	0,7486	0,135	15	24	61

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Михайловская нефть $Д_{II}$						
62—105	8,4	—	0,040	15	23	62
85—120	7,9	—	0,050	17	22	61
105—140	8,0	—	0,050	20	21	59
140—180	8,9	—	0,080	23	20	57
Мухановская угленосная нефть $С_{II+III+IV}$						
85—120	3,0	0,7101	—	5	22	73
120—135	2,3	0,7377	—	7	22	71
85—180	12,6	0,7589	—	12	10	78
Мухановская нефть $Д_{III}$						
85—120	7,3	0,7307	—	11	30	59
120—135	2,3	0,7484	—	14	22	64
85—180	20,7	0,7544	—	16	26	58
Неклюдовская нефть $С_{IV}$						
62—85	3,6	0,6806	0,008	2	22	76
62—105	7,1	0,6948	0,012	3	22	75
85—120	5,9	0,7144	0,015	5	25	70
105—120	2,4	0,7425	0,019	6	22	72
105—140	6,2	0,7233	—	8	22	70
120—140	3,8	0,7320	0,025	10	23	67
140—180	8,5	0,7644	0,081	15	14	71
85—180	18,2	0,7400	0,052	11	19	70
Новозапрудненская нефть						
62—85	3,6	0,6906	0	4	27	69
62—105	6,1	0,7062	0	6	26	68
85—120	5,0	0,7273	0	8	31	61
105—120	2,5	0,7348	0	10	24	66
105—140	6,3	0,7415	Следы	11	24	65
120—140	3,8	0,7492	»	14	24	62
140—180	8,0	0,7698	»	18	18	64
85—180	16,8	0,7510	0,02	14	22	64
Орлянская нефть						
62—85	1,8	0,6690	0,027	—	19	81
62—105	4,1	0,6862	0,038	1	19	80
85—120	3,9	0,7115	0,042	2	22	76
105—120	1,6	0,7191	0,049	1	21	78
105—140	4,1	0,7295	0,055	3	22	75
120—140	2,5	0,7350	0,070	4	23	73
140—180	5,5	0,7584	0,180	8	14	78
85—180	11,9	0,7380	0,119	5	22	73

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Подгорненская нефть						
62—85	3,6	—	—	—	20	80
62—105	6,8	—	—	2	25	73
85—120	5,6	—	—	5	26	69
105—120	2,4	—	—	8	24	68
105—140	5,8	—	—	9	25	66
120—140	3,4	—	—	10	24	66
140—180	7,5	—	—	14	20	66
85—180	16,5	—	—	—	—	—
Сидоровская нефть						
62—85	2,3	0,6664	0,025	1	20	79
62—105	4,8	0,6833	0,031	1	23	76
85—120	4,5	0,7123	0,056	4	25	71
105—120	2,0	0,7189	0,049	4	22	74
105—140	4,8	0,7318	0,070	6	24	70
120—140	2,8	0,7373	0,080	8	24	68
140—180	6,0	0,7634	0,266	13	18	69
85—180	13,3	0,7337	0,155	8	22	70
Сосновская нефть						
62—85	3,1	0,6883	0,010	2	17	81
62—105	5,2	0,7043	0,024	4	18	78
85—120	3,8	0,7198	0,066	4	19	77
105—120	1,7	0,7269	0,151	4	16	80
105—140	4,4	0,7381	0,172	7	24	69
120—140	2,7	0,7488	0,248	8	18	74
140—180	6,6	0,7700	0,315	15	16	69
85—180	13,1	0,7640	0,228	10	18	72
Уваровская нефть						
62—85	3,1	0,6837	0,023	2	22	76
62—105	5,8	0,6975	0,037	4	19	77
85—120	4,9	0,7190	0,047	6	21	73
105—120	2,2	0,7252	0,049	6	19	75
105—140	5,4	0,7363	0,052	9	19	72
120—140	3,2	0,7395	0,058	11	20	69
140—180	7,8	0,7630	0,066	18	19	63
85—180	15,9	0,7450	0,058	13	20	67

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Хилковская нефть A_4						
62—85	2,1	0,6730	0,021	1	21	78
62—105	4,5	0,6925	0,028	1	25	74
85—120	5,0	0,7129	0,038	2	27	71
105—120	2,6	0,7228	0,044	2	24	74
105—140	6,1	0,7331	0,059	7	24	69
120—140	3,5	0,7408	0,063	8	26	66
140—180	6,8	0,7664	0,105	14	24	62
85—180	15,3	0,7437	0,067	8	27	65
Хилковская нефть C_I						
62—85	2,6	0,6751	0,029	1	26	73
62—105	4,8	0,6984	0,035	1	26	73
85—120	4,3	0,7147	0,038	2	30	68
105—120	2,1	0,7198	0,040	3	22	75
105—140	5,2	0,7342	0,045	5	24	71
120—140	3,1	0,7394	0,060	6	27	67
140—180	6,9	0,7662	0,118	13	17	70
85—180	14,3	0,7404	0,076	8	24	68
Чубовская нефть						
85—120	3,6	—	0,010	4	9	87
120—140	2,9	—	0,020	10	8	82
140—180	5,7	—	0,250	16	7	77
85—180	12,2	—	0,125	11	8	81

15. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (из нефти), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав: н. к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °С: начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание серы, %: общей	меркаптановой	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
Алакаевская нефть A_4															
120—230	18,8	0,7770	140	150	178	209	222	1,40	—	—58	28	25	0,167	—	—
130—220	15,3	0,7750	150	158	175	202	213	1,32	—	—60	28	26	0,153	0,0080	—
Бариновская нефть															
120—220	25,0	0,7758	140	152	172	210	218	1,25	—	—58	34	25	0,007	0,0008	0,23
130—220	22,5	0,7769	—	—	—	—	—	1,26		—56	42	—	0,0075	—	—
Виннобанновская нефть															
120—240	27,7	0,7800	140	150	177	217	230	1,29	5,40	—60	31	26	0,017	0,0011	0,79
Гражданская нефть															
120—240	17,1	0,7853	135	154	181	218	231	1,45	6,30	—57	32	27	0,192	—	—
130—220	12,6	0,7821	140	153	172	203	216	1,32	5,40	—61	34	26	0,140	—	—
Дерюжовская нефть															
120—230	17,5	0,7760	147	158	181	219	233	—	—	—60	—	—	0,340	—	—
130—220	14,5	0,7750	150	156	175	203	216	1,30	—	—60	40	—	0,311	0,0114	—
Козловская нефть A_4															
120—230	15,5	0,7760	135	148	177	216	232	1,33	—	—59	30	—	0,438	0,0140	—
130—220	12,7	0,7762	144	155	177	209	224	1,35	—	—60	36	—	0,400	0,0110	—
Кулешовская нефть A_3															
120—230	22,0	0,7720	140	147	165	204	219	1,17	—	—65	32	—	—	—	—
130—220	17,8	0,7774	147	159	177	209	221	1,31	—	—60	42	—	0,051	0,0020	—

Кулешовская нефть $А_4$															
130—220	21,5	0,7765	148	156	173	200	215	1,26	—	—59	36	—	0,204	0,0020	—
Кулешовская нефть $Д_{III}$															
130—230	24,2	0,7770	143	156	173	201	216	1,28	—	—56	38	—	0,009	0,0013	
130—220	21,4	0,7740	141	156	174	202	216	1,26	—	—60	36	—	0,008	0,0013	
Лебяжинская нефть $Б_2$															
120—220	17,2	0,7785	135	150	167	201	215	1,22	—	—63	29	—	0,183	0,0220	0,11
130—220	15,3	0,7841	145	156	172	202	216	1,28	—	—61	33	—	0,220	0,0260	0,12
Михайловская нефть $С_I$															
120—235	18,7	0,7740	138	148	178	217	228	1,32	—	—60	32	—	0,148	0,0160	—
Мухановская нефть $С_{II+III+IV}$															
120—225	17,0	0,7740	140	155	180	215	230	1,36	—	<—60	34	—	0,124	0,0013	—
Мухановская нефть $Д_{III}$															
120—220	22,2	0,7760	137	150	177	217	227	1,25	—	<—60	32	—	0,056	0,0006	—
Неклюдовская нефть $С_{IV}$															
120—230	21,8	0,7730	135	149	176	213	229	1,27	—	—58	24	—	0,120	0,0100	—
130—220	18,3	0,7770	141	156	175	205	221	1,28	—	—60	34	—	0,100	0,0100	—
Новозапрудненская нефть															
120—230	20,2	0,7760	135	150	173	210	228	1,27	—	—58	28	—	0,016	0,0020	—
130—220	17,0	0,7770	143	153	172	205	222	1,28	—	—60	32	—	0,015	0,0018	—
Орлянская нефть															
130—220	13,0	0,7690	152	161	177	207	219	1,34	—	—60	40	27	0,213	0,0146	2,50
Подгорненская нефть															
120—240	22,2	0,7809	142	154	180	218	230	1,39	5,97	—58	34	26	0,072	0,0013	1,03
130—220	16,9	0,7782	147	157	174	203	216	1,30	5,82	—60	36	26	0,067	0,0010	0,86
Сидоровская нефть															
120—230	16,6	0,7755	145	153	178	215	229	1,33	—	—60	33	29	0,236	0,0210	1,33

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав: н. к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °C: начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание серы, %: общей	меркаптановой	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* дистиллята
								Сосновская нефть							
120—230	17,0	0,7820	152	162	177	208	224	1,39	—	—58	44	—	0,320	0,0080	—
120—220	15,8	0,7760	150	159	171	201	216	1,29	—	<—60	42	—	0,252	0,0070	—
								Уваровская нефть							
120—230	21,5	0,7752	140	150	190	205	230	1,27	—	—61	32	>25	0,139	0,0032	—
130—220	18,2	0,7758	149	159	173	203	227	1,26	—	—60	33	>25	0,119	0,0029	—
								Хилковская нефть A_4							
120—230	19,3	0,7762	135	148	178	212	219	1,31	—	—60	31	—	0,139	0,0190	—
130—220	15,9	0,7769	143	153	175	205	215	1,29	—	—60	35	—	0,129	0,0200	—
								Хилковская нефть C_I							
120—240	20,1	0,7760	130	146	172	213	233	1,32	—	—62	26	—	0,156	0,0236	—
130—220	15,0	0,7710	135	145	165	196	213	1,27	—	<—62	—	—	0,138	—	—
								Чеховская нефть							
120—240	26,9	0,7815	142	154	177	218	229	1,31	5,04	—60	34	25	0,037	0,0011	0,59
130—220	20,3	0,7785	140	154	161	198	215	1,29	4,93	—62	33	—	0,027	0,0019	0,39

Зольненская нефть (смесь)															
120—240	20,8	0,7820	138	155	184	224	236	1,41	—	—53	30	—	0,254	—	—
130—220	15,5	0,7787	146	158	176	207	220	1,31	—	—59	32	—	0,225	—	—
120—220	17,0	0,7742	138	149	171	205	216	1,27	—	—61	30	—	0,213	—	—
Кинельская нефть (смесь)															
120—240	19,9	0,7834	140	156	184	220	233	—	—	—58	30	—	—	0,0587	—
130—220	15,2	0,7806	153	160	177	205	220	1,33	—	—62	34	—	—	0,0640	—
Кулешовская нефть (смесь)															
120—240	27,2	0,7796	135	146	177	219	232	1,35	—	—57	28	—	0,152	—	—
130—220	20,7	0,7771	140	150	172	205	220	1,26	—	—61	30	—	0,139	0,0020	—
Мухановская нефть (смесь)															
120—240	22,2	0,7850	140	155	181	222	232	1,33	—	—57	31	—	0,137	0,0078	—
120—230	20,3	0,7778	135	150	177	211	225	1,32	—	—61	28	—	0,085	—	
Серноводская нефть (смесь)															
120—240	13,5	0,7792	135	150	184	225	236	1,41	—	—57	—	—	0,561	—	—
130—220	10,6	0,7780	137	151	177	210	228	1,34		—60	31	—	0,480	0,0163	—
Чапаевская нефть (смесь)															
120—240	19,0	0,7850	140	156	184	220	233	1,39	—	—58	34	—	0,275	0,0048	—
120—230	17,3	0,7815	142	155	178	212	225	1,34	—	—62	32	—	0,245	0,0036	—

16. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C						Температура, °C		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* дистиллята
				н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270° C, %	помутнения	вспышки				
Алакаевская A_4	150—300	27,3	0,8060	176	188	223	268	281	91	<—12	60	21	—	0,52	—
	150—320	30,2	0,8140	178	191	235	289	302	76	То же	63	20	—	0,60	—
Бариновская	150—300	36,0	0,8000	177	193	226	274	287	87	» »	56	—	—	0,05	1,61
	150—320	39,5	0,8060	178	193	230	290	308	77	» »	64	22	—	0,08	—
Белозерская	150—280	18,9	0,8020	173	185	218	260	270	98	—39	51	21	<26	0,55	0,32
	150—320	25,0	0,8160	177	190	231	295	300	74	—25	55	20	—	0,80	0,37
Гражданская	150—280	20,4	0,8120	175	181	218	256	268	—	<—12	57	22	—	0,48	2,50
	150—320	27,5	0,8230	179	193	245	288	300	70	То же	61	20	—	0,56	2,94
Дерюжовская	150—300	23,8	0,8040	149	185	216	261	281	95	» »	56	—	—	0,86	—
	150—320	28,5	0,8170	175	193	248	286	313	67	» »	60	—	—	1,09	—
Дмитриевская $С_{III}$	150—280	23,4	0,8050	167	179	210	250	264	—	—42	52	17	<23	0,40	2,58
	150—320	30,4	0,8180	172	182	234	286	290	78	—37	61	16	То же	0,61	5,35
Дмитриевская $Д_{II}$	150—300	28,2	0,8080	170	188	220	270	286	90	<—12	58	25	24,4	0,28	—
	150—320	31,6	0,8150	178	192	235	288	305	79	То же	62	23	24	0,37	—
Жигулевская	150—320	29,2	0,8210	173	188	233	284	300	79	—	52	—	<23	0,70	—
Зольненская	150—325	35,9	0,8130	176	—	220	290	300	82	—	—	—	—	—	—
	170—325	30,7	0,8170	192	200	237	288	300	78	—	—	—	19	0,32	—
Козловская A_4	150—300	24,1	0,8100	172	180	230	279	289	—	<—12	56	—	—	1,01	1,65
	150—320	28,4	0,8190	174	189	240	295	307	—	То же	60	—	—	1,08	1,71
Красноярская	150—280	22,6	0,8060	180	190	220	260	270	98	—39	43	19	<24	0,30	—
	150—320	29,3	0,8200	183	198	240	290	302	64	—24	62	18	То же	0,36	2,94
Кулешовская A_3	150—300	28,2	0,8020	175	187	220	269	288	91	<—12	57	24	—	0,22	—
	150—320	30,6	0,8100	178	191	231	288	303	87	То же	60	23	—	0,30	—
Кулешовская A_4	150—320	33,7	0,8050	169	185	223	281	300	80	<—12	60	20	—	0,37	—
Кулешовская $Д_{III}$	150—300	34,7	0,7980	170	179	220	275	283	87	То же	58	—	—	0,01	—
	150—320	39,4	0,8020	172	186	228	286	302	80	» »	60	—	—	0,016	—

Лебяжинская $Б_2$	150—300	27,8	0,8190	170	187	242	280	296	78	То же	56	—	<20	0,75	0,47
	150—320	32,0	0,8260	175	188	245	290	302	72	» »	62	—	То же	0,84	0,49
Михайловская $Д_{II}$	150—280	28,4	0,7990	—	158	200	240	—	97	—35	46	20	<24	0,30	—
	150—320	36,4	0,8000	—	188	232	286	308	82	—24	55	19	То же	0,36	1,40
Мухановская угленосная (смесь)	150—320	32,2	0,8140	182	192	236	290	312	73	—	45	—	<23	0,50	—
	200—320	22,4	0,8300	227	233	259	300	312	64	—	—	—	То же	0,58	—
Мухановская $Д_{II}$	150—320	32,2	0,8160	180	194	237	290	313	74	—	56	—	<26	0,28	—
Неклюдовская C_{IV}	150—300	28,3	0,8020	160	187	218	262	284	93	<—12	44	—	16	0,37	—
	150—320	31,8	0,8080	165	188	228	280	300	82	То же	45	—	15	0,42	—
Новозапрудненская	150—300	28,5	0,8050	163	175	223	269	285	90	» »	52	21	19	0,30	—
	150—320	32,8	0,8120	165	177	228	283	302	84	» »	54	20	18	0,40	—
Орлянская	150—300	23,5	0,8000	165	183	211	255	277	97	» »	52	25	—	0,73	0,16
	150—320	27,0	0,8130	170	189	234	289	304	80	» »	58	22	—	0,96	0,12
Подгорненская	150—280	24,3	0,8050	172	190	214	252	265	—	» »	58	21	26	0,21	—
	150—320	31,5	0,8130	175	191	234	285	301	79	» »	58	20	23	0,33	—
Покровская $А_4$	150—320	35,8	0,8110	172	187	230	284	300	77	—	—	—	<23	0,30	—
Покровская $Б_2$	150—320	28,0	0,8210	170	182	240	300	312	70	—	47	—	То же	0,25	—
Радаевская (смесь)	150—300	17,2	0,8250	160	—	—	—	300	72	—	—	—	—	1,60	—
	150—320	20,4	0,8270	178	—	—	—	—	66	—	52	—	23	1,66	—
Сидоровская	150—300	23,5	0,8100	166	179	224	270	290	90	<—12	60	24	—	0,79	0,86
	150—320	26,9	0,8180	174	194	242	293	307	73	То же	66	20	—	0,92	1,30
Сосновская	150—300	24,1	0,8140	180	192	227	277	287	82	» »	68	—	—	0,13	—
Уваровская	150—300	29,8	0,8020	162	183	222	271	—	89	» »	56	25	<20	0,40	—
	150—320	33,3	0,8090	168	185	232	288	—	80	» »	60	24	То же	0,52	—
Хилковская $А_4$	150—280	23,2	0,8020	167	183	215	—	266	—	<—12	53	25	18	0,36	—
	150—320	30,0	0,8100	168	188	232	—	303	81	То же	58	23	13	0,55	2,03
Чеховская	150—280	27,7	0,7990	164	182	214	257	273	96	» »	48	22	—	0,09	1,97
	150—320	35,7	0,8110	182	196	240	296	313	73	» »	58	20	—	0,16	—
Чубовская	150—300	25,3	0,8190	168	187	229	278	295	86	» »	54	21	25	1,26	—
	150—320	29,4	0,8260	170	187	241	296	316	70	» »	56	20	24	1,39	—
Яблоновская	150—320	29,0	0,8210	170	188	231	293	312	77	—	—	—	23	1,27	—
Яблоновый Овраг	165—325	29,6	0,8240	188	200	243	293	310	73	—	—	—	20	0,89	—
	200—300	17,4	0,8290	204	218	244	273	288	88	—	—	—	—	0,96	—
Якушкинская $А_3$	150—320	25,2	0,8220	175	195	246	300	—	68	—	—	—	<30	0,75	—
Якушкинская $А_4$	150—300	19,1	0,8190	176	193	240	290	300	76	—	60	—	<26	1,56	—
	200—300	13,3	0,8330	222	231	255	288	302	70	—	83	—	То же	1,60	—
	150—325	22,8	0,8240	180	195	245	301	318	72	—	57	—	» »	—	—

17. Групповой состав сераорганических соединений фракций, выкипающих до 300 °С

Нефть	Пределы отбора фракций, °С	Выход на нефть, %	Содержание серы, вес. %				
			общей	сероводородной	элементарной	меркаптановой	сульфидной
Алакаевская $А_4$	н. к.—120	9,8	0,063	Следы	0,0150	0,0230	0,0086
	120—200	17,1	0,2[illegible]3	0,0015	0,0040	0,0350	0,1902
	200—250	5,8	1,082	0	0,0080	0,0019	0,4200
	250—300	9,3	1,220	0	0,0120	0,0017	0,6150
Алакаевская $Б_2$	н. к.—120	10,1	0,083	0,0021	0,0217	0,0336	0,0217
	120—200	13,8	0,214	0,0260	0,0107	0,0451	0,1200
	200—250	8,7	0,628	0	0,0068	0,0061	0,2480
	250—300	11,4	1,390	0	0,0106	0,0026	0,3410
Дерюжовская	н. к.—120	10,8	0,069	0	0,0220	0,0216	0,0070
	120—200	12,1	0,275	0,0050	0,0083	0,0230	0,1980
	200—250	6,8	0,900	0	0,0068	0,0140	0,2400
	250—300	7,5	1,770	0	0,0094	0,0070	0,6000
Дмитриевская	н. к.—120	11,0	0,011	0	0,0004	0,0006	0,0070
	120—200	15,5	0,041	0	0,0007	0,0006	0,0270
	200—250	10,0	0,300	0	0,0012	0,0002	0,1160
	250—300	10,0	0,800	0	0,0003	0,0003	0,2250
Козловская $А_3$	н. к.—120	8,0	0,064	0	0,0013	0,0210	0,0380
	120—200	12,1	0,288	0,0002	0,0009	0,0650	0,2170
	200—250	7,6	0,686	0	0,0068	0,0012	0,4580
	250—300	9,4	1,524	0	0,0012	0,0014	0,4900
Козловская $А_4$	н. к.—120	8,0	0,052	0,0050	0,0009	0,0064	0,0350
	120—200	11,6	0,352	0,0460	0,0084	0,0135	0,2200
	200—250	7,0	0,630	0	0,0062	0,0159	0,3580
	250—300	10,0	1,570	0	0,0034	0,0069	0,4770
Кулешовская $А_3$	н. к.—120	15,2	0,016	0	0,0005	0,0081	—
	120—200	18,1	0,038	0	0,0013	0,0070	—
	200—250	9,6	0,164	0	0,0004	0,0008	0,1520
	250—300	8,7	0,358	0	0,0005	0,0006	0,2540
Лебяжинская $Б_2$	н. к.—120	11,2	0,065	0,0050	0,0054	0,0152	0,0031
	120—200	13,8	0,242	0,0230	0,0023	0,0226	0,1530
	200—250	9,0	0,565	0	0,0038	0,0079	0,2820
	250—300	9,8	1,280	0	0,0050	0,0064	0,3560
Лебяжинская (смесь)	н. к.—120	12,9	0,079	0	0,0034	0,0225	0,0072
	120—200	15,1	0,263	0,0140	0,0054	0,0335	0,1350
	200—250	8,6	0,542	0	0,0016	0,0050	0,2770
	250—300	9,1	1,267	0	0,0032	0,0037	0,3650
Подгорненская	н. к.—120	12,6	0,003	0	0	0,0010	0,0020
	120—200	14,7	0,073	0,0009	0,0002	0,0017	0,0530
	200—250	9,3	0,190	0	0,0004	0,0003	0,1450
	250—300	9,0	0,617	0	0,0001	0,0009	0,2680

Нефть	Пределы отбора фракций, °С	Выход на нефть, %	Содержание серы, вес. %				
			общей	сероводородной	элементарной	меркаптановой	сульфидной
Радаевская (смесь)	н. к.—120	4,5	0,182	Следы	0,0133	0,0782	0,0169
	120—200	10,2	0,525	»	0,0026	0,0457	0,4760
	200—250	4,8	1,250	0	0,0340	0,0031	0,9700
	250—300	7,8	2,550	0	0,0129	0,0008	1,0470
Сосновская	н.к.—120	7,9	0,074	0	0,0059	0,0110	0,0070
	120—200	16,8	0,278	0,0080	0,0067	0,0118	0,2400
	200—250	4,8	1,213	0	0,0032	0,0026	0,5000
	250—300	7,8	1,840	0	0,0028	0,0016	0,6000
Уваровская	н.к.—120	12,0	0,016	0	0,0012	0,0025	0,0052
	120—200	15,5	0,074	0	0,0008	0,0029	0,0655
	200—250	10,0	0,252	0	0,0002	0,0008	0,2445
	250—300	9,5	0,885	0	0,0005	0,0017	0,3830
Хилковская A_4	н.к.—120	10,0	0,026	0	0,0007	0,0213	0,0144
	120—200	14,0	0,165	0,0020	0,0037	0,0315	0,0750
	200—250	8,8	0,372	0	0,0038	0,0017	0,2050
	250—300	8,7	0,945	0	0,0022	0,0014	0,3460
Хилковская C_I	н.к.—120	10,5	0,0357	0,0012	0,0010	0,0240	0,0090
	120—200	13,7	0,107	0,0008	0,0002	0,0340	0,0630
	200—250	8,4	0,300	0	0,0013	0,0059	0,1800
	250—300	9,4	0,849	0	0,0008	0,0067	0,3460
Чубовская	н.к.—120	7,7	0,030	0	0,0052	0,0004	0,0070
	120—200	11,8	0,186	0	0,0100	0,0010	0,1440
	200—250	6,7	0,860	0	0,00[illegible]5	0,0007	0,5600
	250—300	8,6	1,480	0	0,0017	0,0006	0,8690
Якушкинская A_4	н.к.—120	5,8	0,085	0	0,0083	0,0370	0,0060
	120—200	11,3	0,267	0	0,0053	0,0287	0,1600
	200—250	7,8	0,686	0	0,0114	0,0032	0,4070
	250—300	8,6	1,570	0	0,0034	0,0010	0,6000
Зольненская (смесь)	н.к.—120	10,0	—	0,0230	0,0030	0,0150	0,0150
	120—200	13,4	0,200	0,0150	0,0020	0,0280	0,0890
	200—250	9,1	0,480	0	0,0050	0,0030	0,2900
	250—300	8,8	1,320	0	0,0090	0,0050	0,4440
Кинельская (смесь)	н.к.—120	10,5	—	0,0120	0,0040	0,0560	0,0160
	120—200	13,6	0,400	0,0210	0,0050	0,0930	0,2020
	200—250	8,1	0,725	0	0,0020	0,0250	0,4750
	250—300	8,8	1,540	0	0,0030	0,0170	0,6100
Мухановская смесь	н.к.—120	11,3	0,030	0,0010	0,0080	0,0040	0,0070
	120—200	13,9	0,072	0,0140	0,0020	0,0100	0,0440
	200—250	10,0	0,315	0	0,0020	0,0010	0,2050
	250—300	8,7	0,807	0	0,0030	0,0020	0,3400
Серноводская (смесь)	н.к.—120	7,2	—	0,0070	0,0100	0,0460	0,0450
	120—200	8,6	0,460	0,0110	0,0030	0,0370	0,2800
	200—250	6,2	1,040	0	0,0030	0,0040	0,9360
	250—300	6,8	2,470	0	0,0080	0,0030	0,1700

18. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °C				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* топлива
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки		
Алакаевская нефть $А_4$															
180—200	22,0	—	—	215	239	274	283	0,8180	—	—	—35	—	75	0,66	—
200—350	27,2	—	—	—	—	—	—	0,8333	—	—	—17	—	—	0,94	—
200—370	31,2	—	—	247	294	354	365	0,8390	5,80	—	—10	—	—	1,04	—
220—350	24,0	—	—	—	—	—	—	0,8380	6,08	—	—15	—	—	0,97	—
Бариновская нефть															
150—300	36,0	52	53,1	189	225	272	283	0,7800	2,27	—	—34	—28	56	0,05	1,61
200—350	33,0	56	—	235	270	325	343	0,8220	4,68	—	—15	—9	100	0,20	2,88
180—370	41,5	56	—	220	273	343	356	0,8251	4,49	—	—17	—4	90	0,20	2,81
220—350	30,5	—	53,5	248	273	324	335	0,8291	5,58	—	—10	—4	114	0,22	—
Виннобанновская нефть															
180—370	36,6	—	63,1	219	269	339	353	0,8332	4,69	2,44	—22	—6	84	0,41	3,36
200—350	29,2	—	63,4	243	273	326	339	0,8340	4,96	2,55	—24	—11	99	0,45	3,26
240—350	20,5	—	61,7	270	290	331	341	0,8440	7,38	3,43	—14	—5	124	0,57	2,77
Гражданская нефть															
150—350	33,0	—	57,7	198	255	312	326	0,8332	3,35	2,50	—24	—16	62	0,89	2,99
180—370	32,4	—	55,2	225	278	335	343	0,8470	5,37	2,63	—13	—6	88	1,12	4,88
200—350	24,2	56	54,5	239	272	315	328	0,8482	5,14	2,41	—20	—12	98	1,09	3,55
240—350	19,5	57	53,0	269	288	320	329	0,8570	7,09	3,14	—15	—17	122	1,35	4,77
Дерюжовская нефть															
150—320	28,5	—	—	197	248	286	310	0,8170	2,60	—	—35	—	60	1,09	—
180—300	18,8	—	—	212	237	267	278	0,8212	2,89	—	—37	—	80	1,11	—

180—370	32,2	—	—	235	290	342	360	0,8420	5,28	—	—12	—	92	1,57	—
200—350	24,5	—	—	235	275	318	337	0,8433	5,23	—	—15	—	98	1,23	—
Дмитриевская нефть $С_{III}$															
150—350	34,2	49	—	189	241	307	—	0,8230	2,89	1,68	—32	—21	55	0,70	11,7
200—350	22,8	52	—	212	266	310	—	0,8390	4,11	2,34	—26	—20	65	0,96	27,3
240—320	12,6	54	—	260	274	293	—	0,8430	4,29	2,40	—22	—18	62	0,97	22,1
240—350	16,4	56	—	264	283	313	—	0,8480	6,09	2,94	—16	—11	70	1,09	47,0
Дмитриевская нефть $Д_{II}$															
180—370	34,6	55	—	218	264	327	332	0,8360	4,45	2,35	—26	—	89	0,69	—
200—320	21,2	53	—	232	259	297	308	0,8302	3,92	2,12	—35	—25	86	0,62	—
200—350	26,5	54	—	237	263	307	321	0,8333	4,13	2,23	—26	—22	88	0,70	—
240—350	20,4	54	—	267	290	328	338	0,8490	6,50	3,00	—15	—	115	0,94	—
240—360	22,5	54	—	269	293	333	345	0,8520	7,30	3,26	—11	—8	120	0,95	—
Жигулевская нефть															
150—350	34,8	55	—	192	248	320	—	0,8250	3,33	1,83	—17	—	54	—	—
230—320	16,0	56	—	257	275	300	—	0,8450	5,32	2,56	—15	—	67	1,28	—
240—350	19,6	56	—	260	286	328	—	0,8530	6,75	3,12	—8	—	84	—	—
200—350	27,3	55	—	238	276	326	—	0,8460	5,66	2,80	—10	—	73	1,30	—
Зольненская нефть															
200—400	35,4	56	—	—	—	—	—	0,8440	6,60	3,10	—11	—	146	0,69	—
200—350	27,1	—	—	—	360	—	—	0,8420	5,70	2,70	—20	—	133	0,52	—
180—380	36,0	—	—	—	—	—	—	0,8320	3,90	2,10	—21	—	117	0,49	—
Козловская нефть $А_4$															
150—300	24,1	51	—	180	230	279	289	0,8090	2,41	—	—35	—	56	1,01	1,66
180—370	32,0	48	—	220	275	338	251	0,8440	4,99	—	—10	—	82	1,47	4,06
200—350	26,1	49	—	235	273	322	332	0,8440	5,46	—	—14	—	95	1,39	2,40
Красноярская нефть															
150—350	34,1	52	—	203	254	318	—	0,8172	3,55	1,97	—18	—14	60	0,42	3,13
200—350	24,8	56	—	236	277	320	—	0,8410	4,93	2,53	—16	—12	95	0,52	—
230—320	15,0	54	—	254	274	300	—	0,8420	5,19	2,66	—17	—12	109	0,54	—
230—350	19,8	58	—	263	288	317	—	0,8491	6,69	3,18	—10	—5	115	0,62	4,50

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки		
Кулешовская нефть $А_3$															
180—300	21,9	57	—	214	237	275	285	0,8120	2,95	—	—35	—28	78	0,27	—
180—350	30,3	58	50,8	222	262	319	332	0,8262	4,05	—	—22	—14	84	0,36	3,90
180—370	34,3	—	50,8	224	273	342	353	0,8310	4,95	2,56	—16	—10	86	0,49	4,92
200—350	26,0	57	51,2	240	270	331	340	0,8302	4,83	2,51	—19	—13	92	0,38	4,86
200—370	30,0	59	51,6	242	281	343	355	0,8340	5,83	—	—14	—7	94	0,51	4,48
220—350	24,0	58	50,5	252	280	323	334	0,8360	5,89	2,90	—17	—	103	0,49	3,56
220—370	28,0	60	49,6	259	290	344	354	0,8430	7,25	—	—11	—5	112	0,60	5,00
150—400	46,6	—	51,5	185	265	360 (83%)		0,8230	4,20	—	—12	—10	66	0,45	4,36
Кулешовская нефть $А_4$															
180—350	31,0	—	—	—	—	—		0,8212	3,89	—	<—19	—	83	—	—
180—370	34,0	56	—	217	262	330		0,8251	4,39	2,42	—15	—5	84	0,53	—
200—370	29,2	57	—	234	270	330		0,8312	5,34	2,71	—10	—4	98	0,57	—
220—350	22,4	57	—	253	275	318		0,8330	5,58	2,76	—14	—8	110	0,59	—
Кулешовская нефть $Д_{III}$															
180—300	27,1	49	—	205	229	270		0,8062	2,87	1,67	—29	—27	74	—	2,44
180—370	42,1	55	—	215	262	325		0,8200	4,15	2,21	<—15	—6	78	0,14	3,77
200—350	33,5	57	—	232	264	314		0,8220	4,26	2,27	<—16	—11	96	0,13	3,47
200—370	37,6	58	—	231	271	330		0,8262	4,86	2,50	—15	—6	86	0,19	4,25
230—350	25,6	58	—	253	278	319		0,8310	5,49	2,72	—11	—5	112	0,16	4,71
Лебяжинская нефть $Б_2$															
150—300	27,8	—	—	187	242	280	290	0,8193	2,46	—	—35	—	56	0,75	0,47
150—320	32,0	—	—	188	245	290	300	0,8260	2,91	—	—30	—	62	0,84	0,49
180—300	22,2	—	—	217	245	286	293	0,8290	3,01	—	—32	—	78	0,84	0,65

200—350	29,0	—	—	238	273	324	334	0,8482	6,16	—	—14	—	100	1,12	1,82
180—370	36,4	—	—	223	275	339	346	0,8460	5,22	—	—10	—	86	1,10	1,40
Михайловская нефть $Д_{II}$															
150—350	42,0	56	—	186	234	310	—	0,8120	2,84	1,68	—27	—15	60	0,38	—
200—350	30,5	58	—	251	280	316	—	0,8240	3,81	2,30	—15	—9	85	0,41	3,53
240—320	16,4	58	—	258	274	300	—	0,8282	4,53	2,36	—12	—8	89	0,42	—
225—350	25,1	58	—	254	275	308	—	0,8260	4,20	2,33	—13	—8	87	0,42	—
Михайловская нефть $С_I$															
200—370	26,2	—	—	—	277	334		—	4,71	—	—10	—	98	0,96	—
235—360	20,3	—	—	—	288	342		—	6,76	—	<—10	—	96	0,955	—
Мухановская нефть $С_{II+III+IV}$															
205—350	24,5	—	—	240	268	320		0,8330	4,62	—	—15	—	93	0,978	—
225—340	18,0	—	—	258	282	318		0,8410	6,17	—	—10	—	108	1,205	—
Мухановская угленосная нефть (смесь)															
150—350	38,0	59	—	195	240	308	—	0,8190	3,00	1,65	—21	—	62	0,54	—
200—350	28,2	60	—	236	266	323	—	0,8320	4,97	2,51	—11	—	93	0,60	—
225—320	18,2	—	—	249	269	300	—	0,8360	4,90	2,60	—14	—	96	0,69	—
230—320	17,6	—	—	252	273	302	—	0,8370	5,37	2,71	—13	—	98	0,71	—
225—350	24,5	60	—	254	286	326	—	0,8432	6,13	3,00	—10	—	106	0,82	—
Мухановская нефть $Д_{II}$															
150—350	37,8	53	—	187	243	318	—	0,8222	3,15	1,83	—21	—	58	0,30	—
190—350	30,4	54	—	228	265	320	—	0,8300	4,04	2,50	—20	—	88	0,35	—
200—350	28,4	55	—	238	271	322	—	0,8340	4,50	2,70	—19	—	96	0,38	—
220—350	24,8	56	—	249	280	323	—	0,8400	5,70	2,97	—10	—	105	0,44	—
230—320	17,2	57	—	252	270	303	—	0,8404	5,02	2,53	—6	—	104	0,41	—
Мухановская нефть $Д_{III}$															
205—370	33,7	—	—	243	281	338		0,8390	5,70	—	—10	—	98	0,48	—
220—350	35,7	—	—	258	286	334		0,8430	6,96	—	—10	—	112	0,44	—
Неклюдовская нефть $С_{IV}$															
150—350	37,1	—	—	193	238	293	304	0,8152	2,79	—	—30	—	64	0,52	2,70
180—320	25,5	50	—	213	238	275	284	0,8130	2,91	—	—35	—	76	0,48	3,80
180—400	39,7	52	—	218	273	339	351	0,8320	5,34	—	—15	—	84	0,84	9,10

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °C: 10%	50%	90%	96%	ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C: застывания	помутнения	вспышки	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* топлива
200—350	26,6	51	—	234	262	304	314	0,8280	—	—	—24	—	98	0,78	4,90
200—400	35,5	53	—	239	275	339	358	0,8360	5,80	—	—10	—	102	0,96	8,40
200—370	26,4	49	—	248	280	326	—	0,8372	6,08	—	—16	—	108	0,88	8,80
Новозапрудненская нефть															
180—300	22,4	—	—	210	236	287	305	0,8200	3,00	—	—32	—	84	0,49	4,36
200—350	29,4	—	—	235	268	320	333	0,8380	4,91	—	—15	—	100	0,72	3,96
200—370	33,0	51	—	240	280	339	350	0,8410	5,73	—	—10	—	104	0,86	5,90
220—350	26,4	52	—	256	284	329	339	0,8460	6,48	—	—13	—	110	0,52	6,20
150—320	32,8	—	—	177	228	283	299	0,8120	2,36	—	—35	—	54	0,40	—
Орлянская нефть															
150—300	23,5	55	—	183	211	255	268	0,8000	2,03	—	—42	—40	54	0,73	2,31
180—350	27,5	57	—	220	265	318	329	0,8333	4,15	—	—14	—13	72	1,20	1,59
200—350	24,0	57	48,4	237	271	319	329	0,8391	4,97	—	—18	—9	88	1,36	1,15
220—350	21,0	—	45,9	256	277	324	332	0,8461	5,58	—	—15	—10	96	1,47	1,50
220—370	24,5	—	41,1	259	288	332	342	0,8502	8,88	—	—12	—	104	1,52	1,58
Подгорненская нефть															
180—370	34,5	57	59,0	220	269	333	344	0,8352	4,76	2,47	—18	—5	84	0,58	2,15
150—350	37,2	55	63,6	196	249	316	329	0,821	3,24	1,81	—26	—15	62	0,45	1,98
200—350	27,6	56	61,9	237	272	322	334	0,834	5,20	2,51	—18	—11	96	0,58	2,07
230—350	21,9	—	61,1	260	278	317	327	0,840	6,07	2,99	—12	—8	117	0,69	2,17
240—350	20,1	60	60,2	273	292	322	329	0,845	6,86	3,30	—11	—5	120	0,70	2,29
Покровская нефть A_4															
150—350	40,0	57	—	193	247	320	—	0,818	3,47	1,93	—21	—	66	0,38	—
200—350	28,8	59	—	228	263	323	—	0,829	5,01	2,53	—15	—	90	0,44	—

240—320	16,2	60	—	259	272	296	—	0,835	5,31	2,58	—17	—	102	0,42	—
240—350	20,4	60	—	266	287	330	—	0,842	7,05	3,39	—13	—	114	0,50	—
Покровская нефть $Б_2$															
150—350	33,0	52	—	184	248	318	—	0,826	3,77	—	—21	—	62	0,29	—
200—350	25,0	60	—	230	273	320	—	0,839	5,00	2,57	—12	—	—	0,40	—
225—350	20,6	60	—	240	280	323	—	0,845	7,55	3,48	—10	—	—	0,41	—
225—320	15,6	55	—	237	273	300	—	0,841	6,95	—	—13	—	—	0,39	—
240—320	13,0	—	—	252	278	310	—	0,844	10,11	3,89	—11	—	107	0,40	—
240—350	18,0	60	—	258	285	325	—	0,850	10,95	4,41	—8	—	118	0,43	—
Радаевская нефть (смесь)															
150—320	20,4	50	—	193	248	307	—	0,827	3,21	1,83	—24	—	52	1,66	—
150—350	24,8	56	—	198	264	334	—	0,839	4,17	2,21	—10	—	59	1,85	—
200—320	15,4	55	—	231	261	310	—	0,843	4,51	2,35	—19	—	89	2,11	—
200—350	19,8	58	—	236	280	338	—	0,851	6,16	2,95	—8	—	92	2,13	—
230—320	12,5	56	—	256	274	323	—	0,845	5,34	2,79	—11	—	104	2,30	—
230—350	16,9	56	—	257	290	340	—	0,862	5,60	3,42	—7	—	107	2,50	—
Сидоровская нефть															
150—300	23,5	56	—	179	224	270	280	0,810	2,36	—	—35	—30	60	0,79	—
200—350	24,3	58	47,4	240	270	318	328	0,839	5,00	—	—16	—8	88	1,31	—
220—350	21,2	59	47,0	255	280	320	332	0,845	5,96	—	—12	—5	110	1,14	—
230—350	19,7	—	46,2	262	285	322	333	0,847	6,48	—	—10	—3	120	1,50	—
Сосновская нефть															
180—300	19,1	—	—	216	245	281	288	0,833	3,44	—	—35	—	79	1,26	—
200—350	25,5	—	—	250	285	336	346	0,851	6,43	—	—12	—	110	1,80	—
180—370	32,3	—	—	230	280	349	360	0,845	6,36	—	—10	—	89	1,68	—
Уваровская нефть															
150—300	29,8	—	—	183	222	271	286	0,802	2,36	—	—36	—	56	0,40	—
180—300	24,0	—	—	211	235	274	282	0,814	2,88	—	—34	—	76	0,50	—
180—370	38,0	—	—	220	276	347	362	0,831	4,99	—	—19	—	84	0,81	—
200—350	29,5	—	—	237	273	327	337	0,833	5,05	—	—22	—	94	0,78	—
200—370	33,5	—	—	242	285	334	346	0,838	6,07	—	—14	—	102	0,9	—

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки		
Хилковская нефть A_4															
150—350	35,8	55	—	190	248	313	326	0,819	3,31	—	—18	—14	62	0,63	—
180—300	21,2	55	—	207	235	270	280	0,815	2,76	—	—35	—29	71	0,50	—
200—350	26,8	57	—	233	269	316	329	0,832	4,92	—	—17	—10	92	0,81	2,38
200—370	30,0	59	—	240	281	333	350	0,831	5,70	—	—8	—3	98	0,87	2,00
230—350	21,5	—	—	251	277	320	329	0,838	6,06	—	—13	—5	113	0,86	—
240—350	19,6	60	—	266	267	321	330	0,841	6,98	—	—12	—5	116	0,95	3,42
Хилковская нефть C_I															
150—350	36,5	—	—	192	248	322	334	0,817	3,44	—	—22	—11	56	0,65	—
200—350	26,6	—	—	234	272	328	340	0,833	5,24	—	—16	—6	80	0,80	—
240—350	21,2	—	—	260	288	330	340	0,843	6,86	—	—10	—3	101	0,94	—
Чеховская нефть															
150—350	41,1	53	65,3	201	248	321	—	0,817	3,11	1,71	—30	—22	60	0,25	2,07
180—370	37,5	54	63,4	230	278	345	—	0,832	4,67	2,44	—24	—15	86	0,33	3,01
200—350	29,3	57	63,0	241	277	328	—	0,833	4,84	2,46	—22	—14	100	0,33	2,46
240—350	21,0	58	61,1	279	298	333	—	0,844	6,86	3,20	—15	—9	125	0,45	2,66
Чубовская нефть															
200—320	21,7	51	—	231	264	306	318	0,843	4,23	2,24	—30	—27	61	1,72	4,26
200—350	28,4	54	—	233	275	326	342	0,852	5,67	2,74	—19	—18	69	1,96	6,51
230—320	16,8	53	—	256	278	307	313	0,853	5,52	2,70	—23	—22	68	2,16	4,56
230—350	23,5	54	—	260	293	337	347	0,864	7,86	3,54	—16	—14	82	2,26	7,13
Яблоновская нефть															
150—350	33,8	56	—	195	253	326	—	0,834	2,98	—	—15	—	66	1,50	—
200—350	24,8	57	—	242	282	337	—	0,850	5,80	2,80	—14	—	90	1,56	—

240—320	13,0	58	—	262	278	310	—	0,850	5,92	2,90	—12	—	110	—	—
240—350	17,8	59	—	270	296	345	—	0,861	8,00	3,60	—11	—	115	1,72	—
Яблоновый Овраг															
200—400	31,3	57	—	—	—	—	—	0,8500	6,43	3,07	—11	—	50	1,12	—
Якушкинская нефть $А_3$															
150—350	29,6	52	—	190	254	318	—	0,824	3,27	1,88	—18	—	58	1,39	—
200—350	22,4	58	—	224	268	320	—	0,839	4,65	2,49	—13	—	82	1,41	—
230—350	18,0	59	—	260	286	330	—	0,848	6,35	3,37	—10	—	113	1,54	—
Якушкинская нефть $А_4$															
150—350	26,2	57	—	198	265	329	—	0,835	4,12	—	—10	—	62	1,69	—
200—350	20,4	58	—	236	276	346	—	0,846	5,53	—	—5	—	88	1,91	—
240—350	17,0	57	—	260	296	342	—	0,857	7,63	—	—2	—	98	—	—
Зольненская нефть (смесь)															
200—350	26,6	—	58,2	244	276	322	329	0,842	5,17	—	—16	—9	96	1,08	—
240—350	19,2	—	56,2	274	293	327	335	0,853	7,64	—	—12	—5	124	1,17	—
Кинельская нефть (смесь)															
200—350	26,4	—	56,7	243	271	326	334	0,845	5,50	—	—16	—9	99	1,02	—
240—350	20,1	—	55,6	273	291	229	340	0,853	7,20	—	—10	—5	106	1,35	—
Кулешовская нефть (смесь)															
200—350	28,6	—	64,2	235	270	320	330	0,831	4,90	—	—18	—11	94	0,57	—
240—350	20,0	—	63,0	270	290	324	333	0,841	7,40	—	—10	—5	117	0,69	—
Мухановская нефть (смесь)															
200—350	26,9	—	59,5	235	269	321	331	0,839	5,10	—	—17	—10	92	0,81	—
240—350	18,6	—	57,3	271	290	328	338	0,851	7,09	—	—15	—5	126	1,08	—
Серноводская нефть (смесь)															
200—350	20,7	—	54,4	240	281	330	345	0,850	5,83	—	—14	—5	98	2,08	—
240—350	15,8	—	51,9	272	298	335	345	0,862	8,30	—	—7	0	125	2,42	—
Чапаевская нефть (смесь)															
200—350	27,2	—	56,7	240	274	330	336	0,846	5,48	—	—17	—10	96	1,24	—
240—350	20,5	—	54,8	272	291	328	340	0,856	7,70	—	—12	—6	118	1,36	—

19. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
Алакаевская нефть A_4								
Мазут топочный								
40	53,7	0,9400	5,62	3,10	16	—	—	—
100	47,9	0,9460	10,50	—	18	—	2,20	—
Остаток								
выше 300 °С	56,6	0,9370	4,86	2,87	4	—	2,04	—
» 400 °С	38,9	0,9570	>18	—	24	—	—	—
» 500 °С	26,4	0,9940	—	—	34	—	2,70	—
Бариновская нефть								
Остаток								
выше 300 °С	38,0	0,8824	1,81	—	32	180	0,48	2,66
» 350 °С	28,5	0,9018	2,82	1,98	38	232	0,52	3,71
» 400 °С	20,0	0,9280	—	—	44	>260	6,68	5,20
Дерюжовская нефть								
Мазут топочный								
100	46,2	0,9610	—	8,13	26	—	—	—
200	41,6	0,9870	—	9,45	30	—	3,33	—
Остаток								
выше 300 °С	59,6	0,9240	—	5,67	—4	—	2,96	—
» 450 °С	30,8	0,9940	—	—	36	—	—	—
Дмитриевская нефть C_{III}								
Мазут топочный								
40	49,2	0,9310	5,00	2,45	10	195	1,80	8,90
100	39,5	0,9412	13,00	5,16	16	236	1,94	12,80
200	36,3	0,9441	15,45	6,50	18	250	2,00	14,70
Остаток								
выше 300 °С	56,1	0,9232	3,00	1,81	6	173	1,72	7,72
» 350 °С	49,2	0,9310	5,00	2,45	10	195	1,80	8,90
» 400 °С	41,8	0,9390	10,75	4,30	15	225	1,90	11,48
» 450 °С	34,0	0,9441	—	7,69	19	260	2,10	15,21
улевская нефть								
Мазут топочный								
40	59,6	0,934	5,00	2,50	1	176	2,12	—
100	52,4	0,9450	13,00	4,10	11	209	2,19	—
Остаток								
выше 300 °С	60,0	0,9333	4,75	2,45	0	174	2,11	—
» 350 °С	50,4	0,9491	15,60	4,90	14	217	2,20	—
» 400 °С	42,7	0,9610	—	11,65	27	256	2,45	—
» 450 °С	36,5	0,9742	—	16,25	37	284	2,69	—

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Зольненская нефть								
Остаток выше 300 °С	46,0	0,9210	—	1,80	16	184	—	—
Козловская нефть $А_4$								
Мазут топочный 40	61,4	—	7,96	4,15	3	—	2,90	6,70
100	57,1	0,9452	8,80	4,83	10	216	3,00	—
200	49,0	0,9700	—	9,20	18	260	3,46	12,10
Остаток выше 350 °С	52,3	0,9590	21,40	6,48	12	238	3,22	10,70
» 400 °С	44,5	—	—	17,2	23	280	—	13,80
Краснoярская нефть								
Мазут топочный 40	57,6	0,9342	5,00	2,50	16	194	2,20	8,38
100	43,2	0,9490	13,00	6,00	24	254	2,45	11,89
200	42,8	0,9500	13,50	6,50	25	258	2,50	12,19
Остаток выше 300 °С	57,6	0,9340	5,00	2,50	16	194	2,20	8,38
» 350 °С	49,2	0,9420	9,52	3,90	20	230	2,60	10,77
» 400 °С	41,0	0,9522	—	7,53	25	265	2,80	12,49
Кулешовская нефть								
Мазут топочный 40	42,3	0,9190	5,60	2,94	23	192	1,43	5,90
100	33,8	0,9340	12,5	5,50	31	242	1,59	—
200	27,8	0,9421	16,5	7,05	33	262	1,64	8,70
Остаток выше 360 °С	37,8	0,9262	8,20	4,00	27	220	1,48	—
» 420 °С	24,5	0,9471	—	—	35	—	1,76	9,40
Кулешовская нефть $Д_{III}$								
Остаток выше 300 °С	39,6	0,8861	1,70	—	32	191	0,30	1,65
» 350 °С	28,7	0,8973	2,90	1,90	38	227	0,32	2,87
» 400 °С	20,4	0,9091	4,18	2,51	44	251	0,35	3,87
» 420 °С	16,5	0,9160	5,20	—	50	—	0,38	4,37
Лебяжинская нефть $Б_2$								
Мазут топочный 40	54,0	0,9392	4,70	2,59	19	204	2,02	—
100	39,8	0,9540	10,20	4,98	26	239	2,47	8,80
200	34,8	0,9571	—	8,03	28	255	—	9,40
Остаток выше 350 °С	43,8	0,8512	8,78	4,14	24	228	2,25	8,20
» 500 °С	18,8	0,9870	—	—	33	—	2,70	16,00

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Михайловская нефть $Д_{II}$								
Мазут типа топочного								
40	37,2	0,9050	5,00	2,79	30	214	0,92	6,81
100	27,0	0,9410	8,00	5,85	42	269	0,97	8,57
200	23,0	0,9570	9,22	6,50	47	290	1,00	9,59
Остаток								
выше 300 °С	41,6	0,8950	4,10	2,32	28	192	0,87	6,21
» 350 °С	32,0	0,9510	6,45	3,75	35	243	0,95	7,41
» 400 °С	24,0	0,9530	9,00	6,20	46	284	0,99	9,40
Мухановская угленосная нефть (смесь)								
Мазут топочный								
40	43,5	0,9430	5,00	2,95	20	218	1,80	—
100	37,0	0,9522	13,00	4,30	23	242	2,10	—
Остаток								
выше 300 °С	55,8	0,9250	2,48	1,89	15	175	1,40	—
» 350 °С	46,0	0,9390	4,10	2,60	19	210	1,60	—
» 400 °С	36,0	0,9532	15,0	4,50	24	244	2,20	—
» 450 °С	27,7	0,9672	37,3	14,2	30	275	2,50	—
Мухановская нефть $Д_{II}$								
Мазут топочный								
40	42,8	0,9310	5,00	2,73	23	232	1,40	—
Остаток								
выше 300 °С	55,2	0,9260	2,50	1,72	18	182	1,30	—
» 350 °С	45,6	0,9290	4,10	2,38	21	220	1,41	—
» 400 °С	37,8	0,9380	7,40	3,78	25	248	1,43	—
» 450 °С	29,8	0,9520	—	10,20	35	288	1,49	—
Неклюдовская нефть C_{IV}								
Остаток								
выше 300 °С	52,4	0,8962	2,24	1,68	24	184	—	3,00
» 350 °С	43,6	0,9102	3,97	1,96	34	216	1,71	3,90
» 400 °С	34,7	0,9280	6,74	3,42	40	250	2,00	4,60
» 500 °С	18,5	0,9530	—	—	—	—	2,53	9,40
Новозапрудненская нефть								
Мазут топочный								
200	32,2	0,9553	15,80	6,68	35	266	1,72	9,10
Остаток								
выше 300 °С	53,6	0,9202	3,32	2,19	22	200	1,43	4,90
» 350 °С	42,8	0,9270	5,46	2,91	28	222	1,60	6,70
» 450 °С	30,4	0,9600	—	10,35	37	285	1,87	—
» 500 °С	19,0	0,9702	—	—	40	—	2,03	13,7

Продолжение

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Орлянская нефть								
Мазут топочный 40	64,0	0,937	5,40	—	—1	162	—	9,0
100	56,0	0,957	10,00	6,60	15	198	2,98	10,20
200	52,5	0,962	20,03	8,10	20	252	3,15	11,00
Остаток выше 400 °С	47,5	0,970	—	16,90	28	278	3,58	—
» 495 °С	30,3	—	—	—	—	—	3,80	19,00
Подгорненская нефть								
Мазут типа топочного 100	34,5	0,9300	10,30	4,75	33	240	—	—
200	25,0	0,9380	—	8,30	—	—	1,84	—
Остаток выше 300 °С	51,9	0,9142	3,80	—	15	194	—	—
» 350 °С	42,6	0,9260	5,39	2,68	24	228	1,76	—
Покровская нефть $А_4$								
Мазут топочный 40	32,0	0,9150	5,00	2,70	10	210	1,27	—
100	24,0	0,9462	13,00	4,70	18	265	1,34	—
Остаток выше 350 °С	37,6	0,9080	3,40	2,20	2	184	1,26	—
» 400 °С	31,0	0,9190	5,50	2,90	11	217	1,27	—
» 450 °С	24,4	0,9460	13,00	4,70	18	265	1,34	—
Покровская нефть $Б_2$								
Мазут топочный 40	60,0	0,9460	5,00	2,75	13	177	1,90	—
100	48,6	0,9700	13,00	5,10	19	224	1,99	—
Остаток выше 300 °С	59,6	0,9480	5,20	2,90	14	180	1,90	—
» 350 °С	51,0	0,9642	8,50	4,30	17	211	1,96	—
» 400 °С	42,5	0,9850	31,80	10,50	22	254	2,04	—
» 450 °С	34,0	0,9990	—	26,70	28	300	2,11	—
Радаевская нефть (смесь)								
Мазут топочный 40	84,8	0,9422	5,00	3,00	—19	142	3,57	—
100	75,6	0,9600	13,00	6,00	—2	191	—	—
Остаток выше 300 °С	72,8	0,9650	16,00	7,60	+3	200	3,94	—
» 350 °С	65,2	0,9780	—	16,00	16	233	4,00	—
» 400 °С	59,0	0,9900	—	—	25	265	4,12	—
» 450 °С	52,5	1,0070	—	—	34	302	4,40	—

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	$^{20}_{4}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Сидоровская нефть								
Мазут топочный								
100	51,6	0,9500	14,78	7,91	17	252	2,70	9,2
200	48,2	0,9590	16,90	9,00	20	262	2,92	10,00
Остаток								
выше 300 °С	60,4	0,9350	9,60	—	10	216	2,58	—
» 400 °С	43,2	0,9720	—	10,34	24	274	3,11	11,6
» 455 °С	31,6	0,9950	—	—	34	—	3,28	—
Сосновская нефть								
Остаток								
выше 300 °С	60,8	0,923	—	4,03	6	—	2,02	—
» 350 °С	51,4	0,941	4,50	—	20	—	—	—
» 370 °С	47,9	0,956	—	9,80	26	—	3,10	—
» 470 °С	32,0	1,000	—	—	40	—	3,70	—
Уваровская нефть								
Мазут топочный								
40	46,8	0,916	3,05	2,05	25	194	1,88	3,90
100	33,1	0,939	11,30	5,05	36	268	2,20	6,11
200	19,0	0,959	—	13,30	42	288	2,56	10,67
Остаток								
выше 300 °С	50,3	0,910	2,50	1,80	18	190	1,80	3,60
» 350 °С	40,3	0,927	4,93	2,84	32	232	1,95	4,40
Хилковская нефть $А_4$								
Мазут топочный								
40	47,6	0,9222	7,29	3,84	10	224	2,10	—
100	44,4	0,9340	8,80	4,50	16	246	—	—
200	39,2	0,9380	14,10	6,50	19	270	2,26	—
Остаток								
выше 300 °С	56,9	0,9130	3,47	2,48	0	188	1,83	—
» 320 °С	53,4	0,9182	3,80	2,60	4	200	1,96	—
» 450 °С	27,4	0,9460	—	—	30	—	2,56	—
Чеховская нефть								
Остаток								
выше 300 °С	42,2	0,8940	3,50	—	17	177	0,95	—
» 350 °С	32,8	0,9112	5,32	2,59	24	214	1,00	—
» 400 °С	24,7	0,9253	7,45	4,60	34	274	1,08	—
» 450 °С	18,0	0,9340	8,34	—	41	—	1,12	—
Чубовская нефть								
Мазут топочный								
100	61,0	0,9570	13,00	5,60	24	185	3,00	8,50
200	56,9	0,9660	22,00	8,70	28	208	3,10	9,80
Остаток								
выше 350 °С	50,2	0,9772	36,00	12,90	34	246	3,40	14,50
» 370 °С	45,7	0,9850	—	22,10	—	—	3,50	15,80

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Яблоновская нефть								
Мазут топочный 40	46,8	0,941	5,00	2,90	13	190	2,70	—
100	39,0	0,953	13,00	5,50	18	220	2,90	—
Остаток выше 300 °С	52,8	0,931	3,30	2,21	9	171	2,70	—
» 350 °С	45,2	0,946	5,90	3,20	14	198	2,90	—
» 400 °С	38,0	0,955	—	6,35	18	228	3,10	—
» 450 °С	31,2	0,967	—	15,80	21	264	3,30	—
Яблоновый Овраг								
Остаток выше 300 °С	58,7	0,9420	—	2,80	11	182	2,40	—
Якушкинская нефть $А_3$								
Мазут топочный 40	59,4	0,9382	5,00	2,90	—3	184	3,16	—
100	54,3	0,9480	13,00	3,97	1	210	3,24	—
Остаток выше 300 °С	68,0	0,9233	3,10	2,06	—13	155	2,75	—
» 350 °С	60,4	0,9361	4,78	2,80	—5	180	3,12	—
» 400 °С	53,2	0,9500	14,77	4,22	2	215	3,25	—
» 450 °С	45,0	0,9682	33,92	11,40	9	255	3,36	—
Якушкинская нефть $А_4$								
Мазут топочный 40	80,0	0,943	5,00	2,90	—4	148	3,84	—
100	69,6	0,965	13,00	5,20	5	192	4,05	—
Остаток выше 300 °С	72,1	0,960	10,00	4,40	2	182	4,00	—
» 350 °С	65,0	0,974	—	8,20	10	212	4,11	—
» 400 °С	58,9	0,986	—	16,40	17	238	4,20	—
» 450 °С	51,6	0,998	—	—	29	276	4,24	—
Зольненская нефть (смесь)								
Остаток выше 350 °С	47,0	0,950	10,2	—	27	—	2,68	—
» 450 °С	30,0	0,982	—	—	—	—	3,03	—
Кипельская нефть (смесь)								
Остаток выше 350 °С	47,0	0,944	10,4	—	26	—	2,70	—
» 450 °С	30,0	0,970	—	—	30	—	—	—
Кулешовская нефть (смесь)								
Остаток выше 350 °С	34,1	0,934	5,25	—	28	—	1,68	—
» 450 °С	18,4	0,984	—	—	38	—	2,09	—

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
Мухановская нефть (смесь)								
Остаток выше 350 °С	45,8	0,944	10,2	—	25	—	2,20	—
» 450 °С	26,0		—	—	39	—	2,43	
Серноводская нефть (смесь)								
Остаток выше 350 °С	62,3	0,989	23,9	—	17	—	4,11	—
» 450 °С	47,8	1,000	—	—	—	—	4,22	—
Чапаевская нефть (смесь)								
Остаток выше 350 °С	47,9	0,950	15,53	—	31	—	2,53	—
» 450 °С	29,3	0,968	—	—	42	—	2,95	—

20. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Алакаевская нефть $А_4$						
350	47,9	0,9460	—	18	2,20	—
500	26,4	0,9940	—	34	2,70	—
Bариновская нефть						
350	28,5	0,8820	—	32	0,48	2,66
400	20,0	0,9280	—	44	0,68	5,20
Белозерская нефть						
350	53,6	0,9480	4,80	15	2,70	9,60
450	38,8	0,9690	23,00	26	3,25	13,3
Гражданская нефть						
350	53,3	0,9480	3,80	25	2,44	—
450	34,1	0,9960	—	—	2,85	—
Дерюжовская нефть						
350	50,4	0,9390	7,07	22	3,02	—
450	30,8	0,9940	—	36	3,50	—
Дмитриевская нефть $С_{III}$						
350	49,2	0,9308	2,45	10	1,80	8,90
450	34,0	0,9445	7,69	19	2,10	15,21

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Дмитриевская нефть Д$_{II}$						
350	41,4	0,9320	3,5	21	1,52	5,60
500	16,7	—	—	—	—	—
Жигулевская нефть						
350	50,4	0,9490	4,90	14	2,20	—
450	36,5	0,9740	16,25	37	2,69	—
Козловская нефть А$_4$						
350	52,3	0,9590	6,48	12	3,22	10,70
400	44,5	—	17,20	23	3,60	13,80
Красноярская нефть						
350	49,2	0,9423	3,90	20	2,60	10,77
400	41,0	0,9518	7,53	25	2,80	12,49
Кулешовская нефть А$_3$						
350	37,8	0,9260	4,00	27	1,48	—
420	24,5	0,9470	—	35	1,76	9,40
Кулешовская нефть Д$_{III}$						
350	28,7	0,8970	1,90	38	0,25	2,87
420	16,5	0,9160	—	50	0,38	4,37
Лебяжинская нефть Б$_2$						
350	43,8	0,9510	4,14	24	2,25	8,20
500	18,8	0,9870	—	33	2,70	16,00
Михайловская нефть Д$_{II}$						
350	32,0	0,9515	3,75	35	0,95	7,41
400	24,0	0,9522	6,20	46	0,99	9,40
Мухановская угленосная нефть (смесь)						
350	46,0	0,9390	2,60	19	1,60	—
450	28,7	0,9670	14,20	30	2,50	—
Мухановская нефть Д$_{II}$						
350	45,6	0,9290	2,38	21	1,41	—
450	29,8	0,9520	10,20	35	1,49	—

Остаток после отбора фракций до температуры, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °C	Содержание серы, %	Коксуемость, %
			Неклюдовская нефть C_{IV}			
350	43,6	0,9100	1,96	34	1,71	3,90
500	18,5	0,9530	—	—	2,53	9,40
			Новозапрудненская нефть			
350	42,8	0,9270	2,91	28	1,60	6,70
450	30,4	0,9600	10,35	37	1,87	—
500	19,0	0,9700	—	40	2,03	13,70
			Орлянская нефть			
350	56,0	0,9570	6,60	15	2,98	10,20
495	30,3	1,0040	—	—	3,80	19,00
			Подгорненская нефть			
350	42,6	0,9260	2,68	24	1,76	—
450	25,0	0,9380	8,30	57	1,84	—
			Покровская нефть A_4			
350	37,6	0,9080	2,20	2	1,26	—
450	24,4	0,9460	4,70	18	1,34	—
			Покровская нефть $Б_2$			
350	51,0	0,9640	4,30	17	1,96	—
450	34,0	0,9990	26,70	28	2,11	—
			Радаевская нефть			
350	65,2	0,9780	16,00	16	4,00	—
450	52,5	1,0070	—	34	4,40	—
			Сидоровская нефть			
350	51,6	0,9500	7,94	17	2,70	9,20
455	31,6	0,9550	—	34	3,28	—
			Сосновская нефть			
350	51,4	0,9410	—	26	—	—
470	32,0	1,0000	—	40	3,70	—
			Уваровская нефть			
350	40,3	0,9270	2,84	32	1,95	4,40
500	19,0	0,9590	13,3	29	2,56	10,67

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Хилковская нефть $А_4$						
350	47,6	0,9220	3,84	10	2,10	—
450	27,4	0,9460	—	30	2,56	—
Чеховская нефть						
350	33,1					
450	18,2	0,9340	—	41	1,04	—
Чубовская нефть						
350	50,2	0,9770	12,9	34	3,40	14,50
500	31,0	0,9960	—	—	—	—
Кулешовская нефть (смесь)						
350	34,1	0,9340	5,25 (при 80 °С)	28	1,68	—
450	18,4	0,9840	—	—	2,09	—
Серноводская нефть (смесь)						
350	62,3	0,9890	23,9 (при 80 °С)	17	4,11	—
450	47,8	1,0000	—	—	4,22	—
Зольненская нефть (смесь)						
350	47,0	0,9500	10,2 (при 80 °С)	27	2,18	—
450	30,0	0,9820	—	—	3,03	—
Кинельская нефть (смесь)						
350	47,0	0,9440	—	26	2,70	—
450	30,0	0,9700	—	30	—	—
Чапаевская нефть (смесь)						
350	47,9	0,9500	15,5 (при 80 °С)	31	2,53	—
450	29,3	0,9680	—	42	2,95	—
Мухановская нефть (смесь)						
350	45,8	0,944	10,2 (при 80 °С)	25	2,20	—
450	26,0	—	—	39	2,43	—

21. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды						Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа, %	суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%			
Бариновская нефть										
28—200	35,0	—	83	—	—	—	—	—	17	—
200—250	12,0	1,4348—1,4448	83	1,4930—1,5145	8	1,5340—1,5830	8	—	16	1
250—300	11,5	1,4450—1,4720	77	1,4924—1,5212	10	1,5309—1,5870	8	3	21	2
300—350	9,5	1,4490—1,4780	73	1,4930—1,5290	8	1,5360—1,5890	5	12	25	2
350—400	8,5	1,4510—1,4900	71	1,4970—1,5090	8	1,5360—1,5860	5	14	27	2
Белозерская нефть										
28—200	22,8	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	7,4	1,4362—1,4432	72	1,5118—1,5178	28	—	—	—	28	—
250—300	6,7	1,4449—1,4630	68	1,5190—1,5270	6	1,5354—1,5400	26	—	32	—
300—350	7,9	1,4494—1,4682	66	1,5192—1,5272	6	1,5318—1,5540	28	—	34	—
350—400	7,6	1,4545—1,4751	59	1,5193—1,5280	5	1,5452—1,5544	35	—	40	1
400—450	7,2	1,4642—1,4880	54	1,5197—1,5260	8	1,5330—1,5835	36	—	44	2
450—478	4,2	1,4694—1,4892	52	1,5198—1,5274	9	1,5410—1,5864	37	—	46	2
Виннобанновская										
28—200	34,8	—	89	—	—	—	—	—	11	—
200—250	10,9	1,4341—1,4592	87	1,4930—1,5300	11	1,5305—1,5462	2	—	13	—
250—300	9,8	1,4412—1,4861	78	1,4960—1,5187	9	1,5308—1,5760	13	—	22	—
300—350	8,5	1,4505—1,4710	71	1,4930—1,5260	12	1,5395—1,5720	5	11	28	1
350—400	7,6	1,4590—1,4676	65	1,4986—1,5300	15	1,5460—1,5870	8	10	33	2
Гражданская нефть										
28—200	20,0	—	93	—	—	—	—	—	7	—
200—250	7,8	1,4315—1,4875	82	1,5035—1,5300	11	1,5304—1,5605	6	—	17	1
250—300	8,7	1,4510—1,4878	79	1,5115—1,5290	12	1,5302—1,5765	6	—	18	3
300—350	9,1	1,4490—1,4560	62	1,4940—1,5200	14	1,5320—1,5870	7	14	35	3

350—450	19,2	1,4500—1,4885	53	1,4940—1,5300	13	1,5384—1,5880	13	15	41	6
Дерюжовская нефть										
28—200	22,5	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	7,5	1,4400—1,4505	75	1,4995—1,5140	10	1,5392—1,5504	7	—	17	8
250—300	7,8	1,4460—1,4605	68	1,5025—1,5230	11	1,5420—1,5762	12	—	23	9
300—350	9,2	1,4540—1,4685	63	1,5021—1,5190	10	1,5320—1,5790	14	—	24	13
350—400	8,8	1,4623—1,4657	40	1,4919—1,5265	17	1,5371—1,5850	38	—	55	5
Дмитриевская нефть C_{III}										
28—200	25,9	—	86	—	—	—	—	—	14	—
200—250	7,7	1,4355—1,4560	83	1,4902—1,5078	17	—	—	—	17	—
250—300	8,2	1,4438—1,4875	72	1,4920—1,5212	5	1,5330—1,5488	23	—	28	—
300—350	6,9	1,4462—1,4878	68	1,4925—1,5225	6	1,5362—1,5540	26	—	32	—
350—400	7,4	1,4542—1,4885	63	1,4928—1,5229	10	1,5370—1,5712	27	—	37	—
400—450	7,8	1,4580—1,4890	60	1,4932—1,5235	15	1,5378—1,5728	10	14	39	1
450—480	3,7	1,4680—1,4895	51	1,4935—1,5278	18	1,5385—1,5765	12	17	47	2
Жигулевская нефть										
28—200	19,8	—	90	—	—	—	—	—	10	—
200—250	9,5	1,4361—1,4662	86	1,4925—1,5301	14	—	—	—	14	—
250—300	8,2	1,4412—1,4875	77	1,4925—1,5192	7	1,5578—1,5712	16	—	23	—
300—350	9,6	1,4472—1,4809	66	1,4932—1,5092	8	1,5532—1,5548	26	—	34	—
350—400	7,7	1,4425—1,4897	60	1,4948—1,5290	13	1,5352—1,5732	27	—	40	—
400—450	6,2	1,4480—1,4803	51	1,4953—1,5276	16	1,5563—1,5718	33	—	40	—
450—480	3,0	1,4603—1,4800	49	1,4929—1,5225	15	1,5323—1,5710	36	—	51	—
Козловская нефть A_4										
31—200	19,6	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	6,9	1,4364—1,4880	80	1,4930—1,5190	11	1,5410—1,5600	9	—	20	—
250—300	10,1	1,4430—1,4880	73	1,5015—1,5290	10	1,5440—1,5805	14	—	24	3
300—350	9,1	1,4500—1,4590	61	1,4930—1,5170	14	1,5330—1,5750	22	—	36	3
350—400	7,8	1,4620—1,4900	60	1,5200—1,5297	10	1,5400—1,5800	29	—	39	1

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды n_D^{20}	Парафино-нафтеновые углеводороды %	Ароматические углеводороды, I группа n_D^{20}	I группа %	II и III группы n_D^{20}	II и III группы %	IV группа, %	суммарно, %	Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
Красноярская нефть										
28—200	23,3	—	91	—	—	—	—	—	9	—
200—250	8,3	1,4342—1,4735	84	1,5135—1,5195	16	—	—	—	16	—
250—300	8,1	1,4415—1,4895	74	1,5202—1,5288	15	1,5320—1,5432	11	—	26	—
300—350	8,4	1,4455—1,4645	71	1,4908—1,5145	4	1,5412—1,5425	25	—	29	—
350—400	8,2	1,4530—1,4842	59	1,4930—1,5210	6	1,5490—1,5625	35	—	41	—
400—450	8,5	1,4710—1,4865	49	1,4915—1,5140	14	1,5365—1,5628	37	—	51	—
450—475	1,5	1,4605—1,4890	43	1,4901—1,5170	19	1,5385—1,5720	38	—	57	—
Кулешовская нефть $А_3$										
28—200	34,0	—	86	—	—	—	—	—	14	—
200—250	8,0	1,4360—1,4900	83	1,4920—1,5300	8	1,5322 и выше	8	—	16	1
250—300	9,6	1,4452—1,4889	81	1,4959—1,5240	7	1,5355—1,5612	10	—	17	2
300—350	8,4	1,4615—1,4873	74	1,5025—1,5228	13	1,5476—1,5849	7	—	20	6
350—420	13,3	1,4512—1,4823	58	1,4920—1,5218	13	1,5385—1,5850	14	—	34	8
Кулешовская нефть $Д_{III}$										
28—200	35,0	—	86	—	—	—	—	—	14	—
200—250	11,9	1,4335—1,4805	83	1,4905—1,5010	7	1,5340—1,5605	9	—	16	1
250—300	10,7	1,4425—1,4530	77	1,4925—1,5240	12	1,5515—1,5828	6	3	21	2
300—350	10,9	1,4500—1,4625	76	1,4953—1,5241	11	1,5800—1,5858	2	10	23	1
350—400	8,3	1,4599—1,4889	71	1,4957—1,5230	11	1,5804—1,5822	6	11	28	1
Лебяжинская нефть $Б_2$										
28—200	25,0	—	89	—	—	—	—	—	11	—
200—250	9,0	1,4378—1,4870	88	1,4890—1,5190	6	1,5320—1,5380	4	—	10	2

250—300	9,8	1,4450—1,4770	71	1,5000—1,5180	11	1,5590—1,5720	16	—	27	2
300—350	10,2	1,4545—1,4740	64	1,5080—1,5258	13	1,5398—1,5870	15	5	33	3
350—400	9,0	1,4510—1,4842	57	1,4842—1,5275	14	1,5275—1,5880	12	14	40	3
Михайловская нефть Д$_{II}$										
28—200	33,5	—	83	—	—	—	—	—	17	—
200—250	10,5	1,4370—1,4825	86	1,4918—1,5005	4	1,5322—1,5375	10	—	14	—
250—300	10,4	1,4380—1,4835	81	1,4922—1,5122	6	1,5335—1,5502	13	—	19	—
300—350	9,5	1,4445—1,4838	77	1,4932—1,5212	7	1,5400—1,5675	16	—	23	—
350—400	8,0	1,4510—1,4840	72	1,4935—1,5220	8	1,5465—1,5787	20	—	28	—
400—450	6,0	1,4580—1,4850	69	1,4938—1,5228	16	1,5312—1,5802	15	—	31	—
450—495	3,9	1,4690—1,4865	67	1,4935—1,5255	2	1,5312—1,5870	18	13	33	—
Мухановская нефть угленосная (смесь)										
н.к.—200	25,8	—	89	—	—	—	—	—	11	—
200—250	8,8	1,4378—1,4765	82	1,4939—1,5181	12	1,5365—1,5507	6	—	18	—
250—300	9,6	1,4433—1,4878	75	1,4988—1,5309	12	1,5400—1,5672	13	—	25	—
300—350	9,8	1,4490—1,4833	70	1,4991—1,5245	11	1,5374—1,5761	19	—	30	—
350—400	9,6	1,4608—1,4715	60	1,4929—1,5298	15	1,5395—1,5841	24	—	39	1
400—450	7,7	1,4520—1,4862	58	1,4982—1,5262	15	1,5338—1,5880	26	—	41	1
Мухановская нефть Д$_{II}$										
н.к.—200	26,0	—	80	—	—	—	—	—	20	—
200—250	9,2	1,4335—1,4888	85	1,4938—1,5248	6	1,5438—1,5588	9	—	15	—
250—300	9,6	1,4408—1,4732	75	1,4921—1,4989	4	1,5388—1,5600	21	—	25	—
300—350	9,6	1,4491—1,4832	71	1,4908—1,5035	5	1,5478—1,5745	24	—	29	—
350—400	7,8	1,4530—1,4890	63	1,4930—1,5132	6	1,5378—1,5812	31	—	37	—
400—450	8,0	1,4622—1,4870	59	1,4918—1,5282	9	1,5321—1,5805	14	18	41	—
450—500	5,1	1,4670—1,4900	51	1,4965—1,5289	11	1,5355—1,5860	12	9	42	7
Неклюдовская нефть C$_{IV}$										
28—200	28,5	—	90	—	—	—	—	—	10	—
200—250	9,0	1,4352—1,4900	82	1,5030—1,5208	11	1,5317—1,5428	7	—	18	—
250—300	8,8	1,4423—1,4810	72	1,4930—1,5243	13	1,5353—1,5522	14	—	27	1
300—350	8,8	1,4500—1,4895	66	1,4955—1,5239	14	1,5342—1,5850	18	—	32	2
350—400	8,9	1,4520—1,4820	62	1,4980—1,5215	13	1,5319—1,5793	23	—	36	2

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды						Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа, %	суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%			
Новозапрудненская нефть										
28—200	26,6	—	87	—	—	—	—	—	13	—
200—250	8,0	1,4368—1,4558	79	1,5000—1,5236	12	1,5405—1,5600	9	—	21	—
250—300	10,6	1,4400—1,4810	73	1,5015—1,5172	19	1,5325—1,5755	8	—	27	—
300—350	10,8	1,4522—1,4802	68	1,5011—1,5280	13	1,5450—1,5648	4	12	29	3
350—400	9,3	1,4640—1,4830	57	1,4920—1,5239	15	1,5342—1,5708	9	17	41	2
Орлянская нефть										
28—200	18,5	—	95	—	—	—	—	—	5	—
200—250	7,0	1,4390—1,4570	85	1,5010—1,5260	9	1,5315—1,5406	4	—	13	2
250—300	9,0	1,4450—1,4900	77	1,4949—1,5160	7	1,5550—1,5628	14	—	21	2
300—350	8,0	1,4500—1,4770	64	1,5002—1,5300	13	1,5440—1,5830	20	—	33	3
350—400	8,2	1,4516—1,4660	54	1,4980—1,5175	15	1,5350—1,5820	28	—	43	3
Подгорненская нефть										
28—200	27,3	—	91	—	—	—	—	—	9	—
200—250	9,3	1,4338—1,4865	81	1,4910—1,4965	7	1,5310—1,5582	12	—	19	—
250—300	9,0	1,4560—1,4882	74	1,4992—1,5212	6	1,5315—1,5491	20	—	26	—
300—350	9,3	1,4495—1,4700	67	1,4945—1,5220	12	1,5316—1,5722	19	—	31	2
350—400	8,1	1,4642—1,4732	62	1,4914—1,5211	15	1,5310—1,5892	16	—	31	7
Покровская нефть A_4										
28—200	31,3	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	10,8	1,4326—1,4817	89	1,4909—1,5211	5	1,5365—1,5386	6	—	11	—

250—300	10,4	1,4470—1,4817	82	1,4915—1,5279	3	1,5345—1,5565	14	—	17	1
300—350	7,6	1,4481—1,4869	80	1,4939—1,5261	4	1,5452—1,5861	15	—	19	1
350—400	6,6	1,4571—1,4710	73	1,4929—1,5120	6	1,5465—1,5836	20	—	26	1
400—450	6,6	1,4609—1,4859	72	1,4931—1,5029	5	1,5634—1,5884	22	—	27	1
450—480	4,4	1,4588—1,4861	70	1,4946—1,5068	5	1,5655—1,5809	23	—	28	2
				Покровская нефть Б$_2$						
н.к.—200	24,0	—	88	—	—	—	—	—	12	—
200—250	8,5	1,4368—1,4890	90	1,4932—1,5000	2	1,5339—1,5402	8	—	10	—
250—300	7,9	1,4428—1,4845	73	1,4910—1,5100	6	1,5879—1,5401	21	—	27	—
300—350	8,6	1,4429—1,4770	67	1,4905—1,5079	7	1,5539—1,5600	25	—	32	1
350—400	8,5	1,4535—1,4769	56	1,4901—1,5181	7	1,5429—1,5679	35	—	42	2
400—450	8,5	1,4503—1,4885	53	1,4989—1,5166	12	1,5705—1,5755	33	—	45	2
				Радаевская нефть (смесь)						
28—200	15,0	—	90	—	—	—	—	—	10	—
200—250	5,2	1,4388—1,4692	76	1,4979—1,5140	23	—	—	—	23	1
250—300	7,0	1,4440—1,4640	62	1,4990—1,5262	14	1,5390—1,5490	23	—	37	1
300—350	7,6	1,4492—1,4700	59	1,4992—1,5259	13	1,5498—1,5522	26	—	39	2
350—400	6,2	1,4499—1,4651	48	1,4962—1,5267	15	1,5312—1,5629	34	—	49	3
400—450	6,5	1,4621—1,4780	43	1,4960—1,5238	19	1,5488—1,5674	35	—	54	3
				Сидоровская нефть						
28—200	21,4	—	91	—	—	—	—	—	9	—
200—250	7,8	1,4365—1,4875	88	1,4950—1,5220	9	1,5410—1,5480	3	—	12	—
250—300	7,7	1,4660—1,4820	75	1,4950—1,5300	13	1,5445—1,5900	9	—	22	3
300—350	8,8	1,4510—1,4880	66	1,5010—1,5130	13	1,5426—1,5750	18	—	31	3
350—400	8,4	1,4600—1,4850	55	1,5100—1,5200	13	1,5340—1,5872	30	—	43	2
				Сосновская нефть						
28—200	21,5	—	90	—	—	—	—	—	10	—
200—250	8,4	1,4400—1,4505	75	1,4995—1,5140	10	1,5393—1,5690	7	8	25	—

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды						Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа, %	суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%			
250—300	7,7	1,4460—1,4605	68	1,5025—1,5230	11	1,5420—1,5762	12	8	31	1
300—350	9,4	1,4540—1,4685	63	1,5021—1,5190	10	1,5320—1,5790	14	12	36	1
350—400	6,5	1,4623—1,4657	40	1,4919—1,5265	17	1,5371—1,5850	38	—	55	5
Уваровская нефть										
28—200	27,5	—	90	—	—	—	—	—	10	—
200—250	10,0	1,4370—1,4660	85	1,5040—1,5190	9	1,5360—1,5398	6	—	15	—
250—300	9,5	1,4444—1,4510	73	1,5000—1,5220	12	1,5425—1,5740	13	—	25	2
300—350	10,0	1,4470—1,4890	66	1,4970—1,5070	14	1,5570—1,5740	17	—	31	3
350—400	7,2	1,4545—1,4830	58	1,4980—1,5220	15	1,5480—1,5798	23	—	38	4
Хилковская нефть A_4										
28—200	24,0	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	8,8	1,4337—1,4450	80	1,5020—1,5260	17	1,5440—1,5650	3	—	20	—
250—300	8,7	1,4458—1,4890	74	1,5020—1,5600	13	1,5670—1,5730	13	—	26	—
300—350	9,3	1,4490—1,4900	68	1,4930—1,5210	10	1,5500—1,5610	19	—	29	3
350—400	8,4	1,4575—1,4760	59	1,4910—1,5010	6	1,5370—1,5550	32	—	38	3
Чеховская нефть										
28—200	34,8	—	87	—	—	—	—	—	13	—
200—250	9,8	1,4315—1,4882	83	1,4932—1,5270	11	1,5302—1,5700	6	—	17	—
250—300	10,1	1,4412—1,4880	79	1,5030—1,5238	8	1,5340—1,5875	11	—	19	2

300—350	9,4	1,4470—1,4855	72	1,4960—1,5291	12	1,5442—1,5778	5	8	25	3
350—400	14,8	1,4580—1,4850	66	1,4940—1,5260	12	1,5520—0,5800	9	12	33	1

Яблоновская нефть

н.к.—200	29,4	—	79	—	—	—	—	—	21	—
200—250	9,0	1,4383—1,4640	80	1,4907—1,5297	19	—	—	—	19	1
250—300	8,2	1,4422—1,4760	71	1,4930—1,5032	7	1,5321—1,5535	21	—	28	1
300—350	7,6	1,4490—1,4598	60	1,5010—1,5259	10	1,5330—1,5656	29	—	39	1
350—400	7,2	1,4582—1,4836	55	1,4962—1,5250	11	1,5605—1,5678	33	—	44	1
400—450	6,8	1,4639—1,4860	49	1,4997—1,5294	14	1,5331—1,5840	36	—	50	1

Якушкинская нефть A_3

28—200	15,7	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	7,3	1,4305—1,4715	89	1,4950—1,5215	11	—	—	—	11	—
250—300	7,5	1,4419—1,4748	73	1,4920—1,5022	5	1,5433—1,5450	22	—	27	—
300—350	7,6	1,4425—1,4851	67	1,4965—1,5070	7	1,5449—1,5500	25	—	32	1
350—400	7,2	1,4519—1,4762	57	1,4950—1,5301	15	1,5528—1,5702	26	—	41	2
400—450	8,2	1,4500—1,4799	52	1,4912—1,5284	16	1,5559—1,5622	30	—	46	2

Якушкинская нефть A_4

28—200	13,2	—	92	—	—	—	—	—	8	—
200—250	5,0	1,4372—1,4573	81	1,4998—1,5289	18	—	—	—	18	1
250—300	8,3	1,4409—1,4531	65	1,4706—1,5249	16	1,5328—1,5489	18	—	34	1
300—350	7,1	1,4489—1,4645	54	1,4912—1,5271	20	1,5415—1,5595	25	—	45	1
350—400	6,1	1,4590—1,4778	47	1,4943—1,5255	15	1,5304—1,5666	37	—	52	1
400—450	7,3	1,4645—1,4708	45	1,4910—1,5285	18	1,5396—1,5830	36	—	54	1

22. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Бариновская нефть										
200—250	0,8070	1,4540	176	15	16	31	69	0,31	0,73	1,04
250—300	0,8300	1,4654	221	14	17	31	69	0,39	0,82	1,21
300—350	0,8560	1,4820	262	19	15	34	66	0,45	0,73	1,18
350—400	0,8700	1,4925	316	22	8	30	70	0,48	0,74	1,22
Белозерская нефть										
200—250	0,8144	1,4532	178	9	32	41	59	0,19	0,64	0,83
250—300	0,8412	1,4692	218	13	27	40	60	0,36	0,56	0,92
300—350	0,8587	1,4782	263	14	22	36	64	0,44	0,70	1,14
350—400	0,8809	1,4912	313	17	20	37	63	0,62	0,81	1,43
400—450	0,8957	1,5032	368	22	11	33	67	0,94	0,56	1,50
Виннобанновская нефть										
200—250	0,8027	1,4485	165	10	23	33	67	0,20	0,40	0,60
250—300	0,8304	1,4670	217	17	18	35	65	0,45	0,33	0,78
300—350	0,8527	1,4770	260	14	22	36	64	0,49	0,84	1,33
350—400	0,8727	1,4870	298	16	20	36	64	0,58	1,06	1,64
Гражданская нефть										
200—250	0,8098	1,4570	178	6	32	38	62	0,14	0,95	1,09
250—300	0,8400	1,4750	220	14	30	44	56	0,28	1,23	1,51
300—350	0,8707	1,4858	272	15	24	39	61	0,52	1,63	2,15
Дерюжовская нефть										
200—250	0,8150	1,4545	180	20	27	47	53	0,22	0,54	0,76
250—300	0,8480	1,4730	246	16	21	37	63	0,40	0,50	0,90
300—350	0,8670	1,4843	320	15	17	32	68	0,57	0,53	1,10
350—400	0,8960	1,5020	—	19	11	30	70	0,92	0,48	1,40
Дмитриевская нефть										
200—250	0,8175	1,4512		3	46	49	51	0,06	1,04	1,10
250—300	0,8354	1,4648		10	33	43	57	0,27	0,89	1,16
300—350	0,8480	1,4722		12	27	39	61	0,36	1,01	1,37
350—400	0,8630	1,4818		14	22	36	64	0,53	1,00	1,53
400—450	0,8850	1,4920		15	26	41	59	0,61	1,49	2,10
Козловская нефть A_4										
200—250	0,8110	1,4524	170	14	30	44	56	0,15	0,89	1,04
250—300	0,8414	1,4695	205	16	25	41	59	0,39	0,64	1,03
300—350	0,8680	1,4840	239	17	24	41	59	0,48	0,77	1,25
350—400	0,8900	1,4990	313	55	15	70	30	0,95	0,51	1,46

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол.}$	$C_П$	$К_А$	$К_Н$	$К_О$
Красноярская нефть										
200—250	0,8100	1,4485	—	3	36	39	61	0,06	0,88	0,94
250—300	0,8410	1,4685	—	8	38	46	54	0,23	0,91	1,14
300—350	0,8535	1,4720	—	10	29	39	61	0,32	0,86	1,18
350—400	0,8829	1,4920	—	15	20	35	65	0,46	1,05	1,51
400—450	0,9059	1,5085	—	20	14	34	66	1,10	1,32	2,42
Кулешовская нефть $Д_{III}$										
200—250	0,8000	1,4500	179	12	13	25	75	0,27	0,31	0,58
250—300	0,8250	1,4631	196	14	17	31	69	0,38	0,50	0,88
300—350	0,8500	1,4770	257	17	19	36	64	0,53	0,57	1,10
350—400	0,8630	1,4875	305	20	10	30	70	0,76	0,34	1,10
Лебяжинская нефть $Б_2$										
200—250	0,8170	1,4565	191	17	20	37	63	0,30	0,58	0,87
250—300	0,8490	1,4750	228	16	25	41	59	0,47	0,72	1,19
300—350	0,8670	1,4860	250	19	19	38	62	0,60	0,60	1,20
350—400	0,8880	1,5000	283	40	18	58	42	1,41	0,70	2,11
Михайловская нефть $Д_{II}$										
200—250	0,8021	1,4443	—	3	40	43	57	0,04	0,85	0,89
250—300	0,8231	1,4588	—	9	29	38	62	0,23	0,73	0,96
300—350	0,8428	1,4728		16	19	35	65	0,48	0,60	1,08
350—400	0,8653	1,4832		15	23	38	62	0,54	1,02	1,56
400—450	0,8805	1,4940		18	17	35	65	0,79	0,97	1,76
Неклюдовская нефть C_{IV}										
200—250	0,8040	1,4518	169	14	14	28	72	0,29	0,36	0,65
250—300	0,8250	1,4688	196	18	22	40	60	0,43	0,47	0,90
300—350	0,8440	1,4805	230	16	29	45	55	0,45	0,89	1,34
350—400	0,8700	1,4930	267	24	10	34	66	0,78	0,30	1,08
Новозапрудненская нефть										
200—250	0,8130	1,4516	168	8	37	45	55	0,16	0,77	0,93
250—300	0,8400	1,4700	218	16	23	39	61	0,44	0,50	0,94
300—350	0,8620	1,4828	271	16	20	36	64	0,54	0,67	0,21
350—400	0,8780	1,4868	303	21	13	34	66	0,78	0,53	1,32

Температура отбора, °C	ρ_4^{20}	n_D	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$К_А$	$К_Н$	$К_О$
Орлянская нефть										
200—250	0,8140	1,4520	179	7	33	40	60	0,4	0,4	0,8
250—300	0,8440	1,4695	213	12	32	44	56	0,4	0,6	1,0
300—350	0,8660	1,4824	240	16	26	42	58	0,4	0,8	1,2
350—400	0,8860	1,5015	292	27	5	32	68	0,5	0,6	1,1
Подгорненская нефть										
200—250	0,8110	1,4510	174	8	32	40	60	0,41	0,51	0,92
250—300	0,8350	1,4660	206	13	29	42	58	0,43	0,57	1,00
300—350	0,8600	1,4786	275	13	21	34	66	0,44	0,60	1,04
Сидоровская нефть										
200—250	0,8100	1,4530	171	12	23	35	65	0,44	0,31	0,75
250—300	0,8410	1,4704	217	16	22	38	62	0,44	0,49	0,93
300—350	0,8660	1,4824	256	18	19	37	63	0,56	0,51	1,07
350—400	0,8800	1,4970	306	23	8	31	69	0,84	0,27	1,11
Сосновская нефть										
200—250	0,8274	1,4568	170	7	19	26	74	0,14	0,34	0,48
250—300	0,8522	1,4743	204	16	30	46	54	0,43	0,69	1,12
300—350	0,8726	1,4855	260	14	27	41	59	0,45	0,90	1,35
350—400	0,8949	1,4989	276	14	17	31	69	0,68	0,74	1,42
Уваровская нефть										
200—250	0,8104	1,4520	171	12	26	38	62	0,25	0,61	0,86
250—300	0,8370	1,4670	200	15	24	39	61	0,50	0,43	0,93
300—350	0,8582	1,4780	255	15	25	40	60	0,45	0,98	1,43
350—400	0,8803	1,4950	307	13	28	41	59	0,58	1,47	2,05
Хилковская нефть A_4										
200—250	0,8150	1,4550	185	9	27	36	64	0,24	0,56	0,80
250—300	0,8410	1,4700	224	15	29	44	56	0,20	0,94	1,14
300—350	0,8592	1,4800	267	15	21	36	64	0,49	0,71	1,20
350—400	0,8833	1,4941	341	18	22	40	60	0,74	0,69	1,43
Чеховская нефть										
200—250	0,8120	1,4523	174	5	36	41	59	0,11	0,89	1,00
250—300	0,8360	1,4665	220	13	27	40	60	0,34	0,77	1,11
300—350	0,8572	1,4765	240	15	28	43	57	0,40	0,97	1,37

23. **Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом**

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *cст*	ν_{100}, *cст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Алакаевская нефть $А_4$									
Фракция 350—420 °С	100,0	12,5	0,8850	1,4955	11,65	3,55	—	21	1,65
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	83,3	10,4	0,9060	1,5029	14,76	3,90	49	—22	2,00
Нафтено-парафиновые углеводороды	45,0	5,6	0,8481	1,4683	10,71	3,39	—	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,0	7,3	0,8623	1,4470	11,71	3,60	119	—21	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	64,0	8,0	0,8700	1,4828	12,65	3,73	97	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	70,4	8,8	0,8810	1,4900	13,18	3,64	55	—22	1,52
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	74,4	9,3	0,8885	1,4958	13,40	3,70	—	—22	1,60
Концентрат смолистых и сернистых соединений	9,4								
Фракция 420—500 °С	100,0	9,0	0,9270	1,5103	45,24	8,37	—	37	1,82
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	85,4	7,7	0,9330	1,5173	76,40	10,70	38	—21	2,20
Нафтено-парафиновые углеводороды	36,7	3,3	0,8695	1,4780	33,30	7,24	98	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,0	4,8	0,8800	1,4860	39,15	7,89	91	—17	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	57,9	5,2	0,8880	1,4897	42,48	8,00	77	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,2	6,8	0,9111	1,5060	53,92	8,98	60	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,5	7,2	0,9199	1,5121	59,42	9,40	53	—20	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,9	0,5	—	—	—	—	—	—	—
Бариновская нефть									
Фракция 300—400 °С	100,0	18,0	0,8632	1,4840	7,20	2,60	105	17	0,41
Фракция 300—400 °С после депарафинизации	80,4	14,4	0,8828	0,4957	8,18	2,78	91	—24	0,53
Нафтено-парафиновые углеводороды	51,0	9,2	0,8361	1,4615	7,04	2,53	—	—17	0,007

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,9	11,3	0,8456	1,4695	7,35	2,59	—	—19	0,01
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	66,8	12,0	0,8486	1,4711	7,38	2,63	—	—20	0,02
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,9	12,2	0,8542	1,4758	7,58	2,67	—	—21	0,06
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	78,0	14,0	0,8770	1,4920	8,03	2,69	—	—23	0,38
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Белозерская нефть									
Фракция 350—450 °С	100,0	14,8	0,8866	1,4958	12,31	3,61	—	24	1,84
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	84,8	12,5	0,8054	1,5050	15,48	3,98	43	—26	2,06
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,3	6,1	0,8630	1,4644	10,52	3,32	111	—18	Следы
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,7	8,7	0,8630	1,4777	12,16	3,59	88	—24	0,54
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	80,5	11,9	0,9000	1,5013	14,82	3,92	55	—25	1,86
Смолистые вещества и IV группа ароматических углеводородов	4,1	0,6	—	—	—	—	—	—	—
Гражданская нефть									
Фракция 350—450°С	100,0	19,2	0,9052	—	17,34	4,41	—	25	1,80
Фракция 350—450°С после депарафинизации	87,1	16,7	0,9233	1,5141	21,70	4,88	46	—23	2,06
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,0	7,7	0,8533	1,4710	12,45	4,02	147	—17	0,02
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,2	10,2	0,8691	1,4810	14,18	4,04	92	—19	0,54
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	58,0	11,2	0,8806	1,4855	15,56	4,22	82	—19	0,88

Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,0	12,6	0,8903	1,4940	16,50	4,34	72	—21	1,12
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	81,0	15,50	0,9147	1,5112	20,30	4,75	52	—23	1,62
Концентрат смолистых и сернистых соединений	6,1	1,2	—	—	—	—	—	—	—
Дмитриевская нефть $С_{III}$									
Фракция 350—450 °С	100,0	15,2	0,8742	1,4870	13,60	3,97	—	24	1,35
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	86,7	13,2	0,9050	1,5058	16,01	4,50	—	—27	1,37
Нафтено-парафиновые углеводороды	46,5	7,1	0,8445	1,4650	9,30	3,50	—	—16	0,05
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,0	9,3	0,8618	1,4738	11,43	3,62	122	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	86,5	13,1	0,9047	1,5050	15,97	4,44	106	—26	1,00
Фракция 450—480 °С	100,0	3,7	0,9000	1,5022	34,44	6,04	—	32	1,43
Фракция 450—480 °С после депарафинизации	88,6	3,3	0,9284	1,5185	84,48	12,60	69	—25	1,48
Нафтено-парафиновые углеводороды	37,8	1,4	0,8655	1,4695	38,30	8,50	113	—17	0,07
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,1	2,0	0,8835	1,4845	44,84	9,02	99	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,8	2,5	0,9003	1,4981	53,03	9,56	83	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	87,7	3,2	0,9279	1,5180	79,6	12,06	69	—25	1,20
Дмитриевская нефть $Д_{II}$									
Фракция 350—420 °С	100,0	13,4	0,8901	1,4958	12,43	3,58	66	19	1,39
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	86,1	11,6	0,9047	1,5046	14,79	4,03	70	—18	1,74
Нафтено-парафиновые углеводороды	49,4	6,6	0,8465	1,4663	10,64	3,33	95	—12	0,20
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,7	8,1	0,8585	1,4705	11,53	3,49	91	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	75,5	10,1	0,8810	1,4915	12,77	3,68	84	—16	0,93
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	83,2	11,2	0,8988	1,5010	13,75	3,83	75	—18	1,16
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,9	0,4	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Фракция 420—500 °С	100,0	11,3	0,9161	1,5180	67,55	10,46	—	40	1,85
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	84,0	9,5	0,9336	1,5220	101,7	12,72	—	—20	2,00
Нафтено-парафиновые углеводороды	35,7	4,0	0,8674	1,4765	35,83	7,82	107	—12	0,21
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	50,4	5,7	0,8825	1,4845	43,37	8,46	—	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	63,5	7,2	0,9027	1,4975	54,53	9,53	76	—17	1,10
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,1	9,1	0,9307	1,5190	88,83	11,37	38	—20	1,58
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,9	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Жигулевская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,4	0,8976	—	13,58	3,63	—	20	1,37
Фракция 350—420 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	87,7	8,7	0,9132	—	14,88	3,87	—	—21	—
Фракция 420—500 °С	100,0	8,0	0,9234	—	59,78	9,39	—	36	1,90
Фракция 420—500 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	78,8	6,3	0,9271	—	63,20	10,53	—	—16	2,23
Фракция 350—480 °С	100,0	16,9	0,9048	—	15,26	4,06	—	23	1,70
Фракция 350—420 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	81,1	13,8	0,9201	—	16,07	4,25	—	—18	2,00
Кулешовская нефть $А_3$									
Фракция 350—420 °С	100,0	13,3	0,8742	1,4906	12,85	3,70	84	20	0,91
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	87,2	11,6	0,8883	1,4960	15,70	4,08	38	—16	0,95
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,7	6,7	0,8427	1,4650	11,40	3,54	107	—14	0,11
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,1	8,2	0,8552	1,4725	12,38	3,68	101	—16	0,17
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,9	9,8	0,8795	1,4868	14,06	3,90	81	—	0,73

Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,1	10,7	—	—	15,32	4,07	67	—15	0,92
Концентрат смолистых и сернистых соединений	7,1	0,9	—	—	—	—	—	—	—

Кулешовская нефть $Д_{III}$

Фракция 350—420 °C	100,0	12,2	0,8709	1,4959	12,86	3,85	111	29	—
Фракция 350—420 °C после депарафинизации	79,2	9,7	0,8919	1,5086	16,80	4,39	79	—26	0,76
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,9	6,0	0,8491	1,4725	11,16	3,62	—	—22	0,14
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,1	7,5	0,8540	1,4820	12,60	3,87	123	—23	0,16
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,4	8,1	0,8864	1,4882	13,34	3,89	102	—24	0,37
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	76,9	9,4	0,8896	1,5050	15,04	4,09	83	—26	0,68
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,3	0,3	—	—	—	—	—	—	—

Лебяжинская нефть $Б_2$

Фракция 350—420 °C	100,0	12,4	0,8976	1,4989	11,14	3,32	64	16	1,48
Фракция 350—420 °C после депарафинизации	85,8	10,7	0,9171	1,5095	14,19	3,79	55	—27	2,18
Нафтено-парафиновые углеводороды	43,0	5,3	0,8470	1,4665	9,41	3,08	97	—21	0,04
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	56,8	7,0	0,8659	1,4775	10,79	3,35	93	—22	0,38
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	59,9	7,4	0,8693	1,4809	10,94	3,36	88	—23	0,58
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	70,9	8,8	0,8922	1,4935	11,90	3,46	68	—26	1,29
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,7	10,3	0,9122	1,5065	13,06	3,60	50	—26	1,99
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,2	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °C	100,0	12,6	0,9162	1,5220	74,50	10,85	50	37	1,92
Фракция 420—500 °C после депарафинизации	88,2	11,1	0,9489	1,5282	121,4	13,52	—	—27	2,51
Нафтено-парафиновые углеводороды	32,7	4,1	0,8759	1,4789	36,27	7,50	92	—22	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	49,1	6,2	0,8912	1,4885	45,15	8,50	83	—24	0,47
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	54,1	6,8	0,8987	1,4930	48,89	8,98	78	—24	0,84

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	72,9	9,2	0,9235	1,5120	71,41	10,60	52	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,8	10,4	0,9425	1,5240	96,95	12,28	31	—26	2,06
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,4	0,7	—	—	—	—	—	—	—
Михайловская нефть									
Фракция 350—450 °С	100,0	14,0	0,8748	1,4895	13,41	3,95	—	29	0,65
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	76,2	10,4	0,8927	1,4950	18,18	4,54	67	—27	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,7	7,1	0,8512	1,4650	13,30	4,02	125	—22	Следы
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	56,7	8,0	0,8530	1,4681	13,76	4,09	118	—24	0,04
Нафтено-парафиновые, I, II, и III группы ароматических углеводородов	68,2	9,6	0,8862	1,4919	16,20	4,35	88	—27	0,45
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	70,0	9,8	0,8875	1,4930	16,60	4,40	83	—27	—
Фракция 450—495 °С	100,0	3,9	0,8917	1,4990	34,32	6,42	—	40	0,96
Фракция 450—495 °С после депарафинизации	76,4	3,0	0,8963	1,5025	50,05	8,99	78	—17	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	47,5	1,9	0,8623	1,4695	30,74	7,04	108	—11	0,19
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	57,2	2,2	0,8691	1,4752	32,23	7,20	105	—15	0,39
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,5	2,6	0,8802	1,4860	37,25	7,61	90	—16	0,46
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	69,2	2,7	0,8841	1,4900	39,20	7,80	87	—16	—
Мухановская угленосная нефть									
Фракция 350—450°С	100,0	17,3	0,8865	—	20,90	4,96	—	27	1,50
Фракция 350—450°С после депарафинизации и адсорбционной очистки	73,0	13,5	0,9029	—	27,65	5,53	—	—29	1,30

Мухановская нефть Дп									
Фракция 350—420 °С	100,0	11,2	0,8790	—	6,60	3,30	—	17	—
Фракция 350—420 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	59,0	6,6	0,8610	—	14,14	4,45	—	—30	0,18
Фракция 420—450 °С	100,0	4,6	0,8950	—	—	5,60	—	31	1,26
Фракция 420—450 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	54,4	2,5	0,8830	—	32,76	7,15	—	—20	0,30
Фракция 450—500 °С	100,0	5,1	0,9030	—	—	7,60	—	37	1,38
Фракция 450—500 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	49,0	2,5	0,8905	—	55,62	10,24	—	—16	0,34
Неклюдовская нефть Civ									
Фракция 350—420 °С	100,0	12,5	0,8740	0,4903	9,95	3,15	87	18	1,45
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	84,2	10,5	0,8956	1,4992	12,03	3,43	55	—25	1,88
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,6	5,6	0,8366	1,4640	8,94	3,00	103	—22	0,11
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	59,0	7,4	0,8518	1,4733	9,91	3,20	101	—24	0,30
Нафтено-парафиновые, I, II, и III группы ароматических углеводородов	77,2	9,6	0,8858	1,4945	11,25	3,36	74	—25	1,45
Концентрат смолистых и сернистых соединений	7,0	0,9	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	12,6	0,9020	1,5080	42,49	8,10	81	38	1,72
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	85,3	10,7	0,9184	1,5152	67,6	9,89	42	—24	1,95
Нафтено-парафиновые углеводороды	35,3	4,5	0,8624	1,4749	30,18	6,76	100	—18	0,13
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,8	6,7	0,8792	1,4860	37,20	7,72	95	—20	0,51
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	82,5	10,4	0,9084	1,5138	64,24	9,78	48	—22	1,90
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,5	0,3	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Новозапрудненская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	12,4	0,8810	1,4945	9,83	3,21	—	18	1,22
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	84,7	10,5	0,9017	1,5044	11,76	3,51	84	—28	1,37
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,4	5,6	0,8405	1,5639	8,70	2,99	113	—26	0,04
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	59,4	7,4	0,8572	1,4730	9,65	3,12	90	—26	0,43
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,4	8,3	0,8708	1,4820	10,28	3,22	82	—27	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,0	9,9	0,8937	1,4991	11,30	3,40	81	—28	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,7	0,6	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	11,4	0,8891	1,5110	39,06	7,68	82	36	—
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	84,8	9,7	0,9075	1,5182	59,06	9,32	52	—27	1,49
Нафтено-парафиновые углеводороды	33,8	4,5	0,8651	1,4760	28,95	6,52	97	—22	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,2	6,1	0,8791	1,4839	33,90	7,20	94	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,5	7,5	0,8965	1,4969	40,70	8,10	90	—26	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	79,9	9,1	0,9225	1,5148	55,70	8,98	52	—27	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,9	0,6	—	—	—	—	—	—	—
Орлянская нефть									
Фракция 300—400 °С	100,0	16,2	0,8731	1,4871	6,58	2,38	85	8	2,09
Фракция 300—400 °С после депарафинизации	85,4	13,8	0,8898	1,4951	7,30	2,45	51	—27	2,30
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,6	7,2	0,8313	1,4596	5,98	2,24	90	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,8	9,5	0,8489	1,4712	6,62	2,37	79	—22	0,29
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	65,6	10,6	0,8610	1,4790	6,81	2,40	74	—24	0,96

Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	81,7	13,2	0,8864	1,4950	7,27	2,46	57	—25	1,59
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,3	13,3	0,8897	1,4970	7,51	2,48	49	—26	1,85
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,1	0,5	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 400—495 °С	100,0	17,5	0,9131	1,5132	45,06	8,05	65	33	2,35
Фракция 400—495 °С после депарафинизации	86,8	15,2	0,9329	1,5200	—	—	—	—25	2,56
Нафтено-парафиновые углеводороды	31,1	5,4	0,8660	1,4680	27,20	6,23	95	—19	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	49,2	8,6	0,8834	1,4900	33,94	7,13	91	—21	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	55,0	9,6	0,8923	1,4950	36,36	7,43	86	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,5	13,4	0,9222	1,5155	52,78	8,60	50	—23	1,47
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,1	14,0	0,9270	1,5185	55,05	8,70	43	—24	1,52
Концентрат смолистых и сернистых соединений	6,7	1,2	—	—	—	—	—	—	—
Подгорненская нефть									
Фракция 350—450 °С	100,0	17,6	0,8882	1,4954	13,63	3,96	103	26	1,19
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	84,0	14,8	0,9010	1,5020	17,52	4,39	61	—23	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	43,8	7,7	0,8446	1,4650	11,12	3,63	137	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,2	10,5	0,8605	1,4759	13,01	3,80	97	—19	0,24
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	68,6	11,0	0,8652	1,4790	13,38	3,86	93	—21	0,44
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	71,6	12,1	0,8777	1,4870	14,30	4,00	82	—23	0,63
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,2	14,5	0,8993	1,5015	16,76	4,29	63	—23	1,12
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,8	0,3	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Покровская нефть Б$_2$									
Фракция 320—450 °С	100,0	22,0	0,9077	—	17,90	—	—	20	1,12
Фракция 320—450 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	79,0	17,4	0,9109	—	20,20	4,94	—	—23	—
Сосновская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,2	0,8769	1,4952	16,20	4,20	63	22	2,64
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	86,5	8,8	0,9191	1,5127	21,32	4,72	—	—25	3,25
Нафтено-парафиновые углеводороды	38,5	3,9	0,8575	1,4691	13,23	3,85	99	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,3	5,5	0,8672	1,4811	15,20	4,10	80	—21	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	60,2	6,1	0,8779	1,4860	16,00	4,30	86	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	63,2	6,5	0,8806	1,4890	16,46	4,32	75	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	84,3	8,6	0,9125	1,5100	21,00	4,60	30	—24	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—470 °С	100,0	9,2	0,9132	1,5130	64,90	10,00	—	36	2,77
Фракция 420—470 °С после депарафинизации	89,6	8,3	0,9464	1,5260	99,55	12,12	—	—24	2,94
Нафтено-парафиновые углеводороды	34,5	3,2	0,8785	1,4810	41,56	8,20	90	—17	0,72
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	50,7	4,7	0,8893	1,4912	49,78	8,95	79	—19	0,84
Нафтено-парафиновые I и II группы ароматических углеводородов	57,3	5,3	0,9003	1,4970	54,70	9,30	69	—19	1,24
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	77,4	7,2	0,9257	1,5152	73,06	10,40	39	—22	2,12
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	81,7	7,5	0,9319	1,5197	79,73	10,90	34	—23	2,73
Концентрат смолистых и сернистых соединений	8,0	0,8	—	—	—	—	—	—	—

Уваровская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,2	0,8850	1,4869	12,22	3,65	97	22	1,78
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	83,1	8,5	0,9021	1,5035	15,77	4,14	66	—33	1,84
Нафтено-парафиновые углеводороды	43,1	4,4	0,8428	1,4652	10,32	3,30	103	—24	0,05
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	59,0	6,0	0,8588	1,4760	11,83	3,56	94	—28	0,31
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	62,4	6,4	0,8658	1,4792	12,47	3,65	87	—30	0,51
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	79,6	8,1	0,8950	1,4985	14,53	3,91	63	—32	1,70
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,3	8,4	0,8979	1,5012	14,94	3,98	63	—33	1,74
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,8	0,1	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	11,1	0,9138	1,5051	54,95	9,90	86	41	1,86
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	84,5	9,4	0,9308	1,5192	98,02	12,66	39	—28	2,18
Нафтено-парафиновые углеводороды	34,6	3,8	0,8715	1,4770	40,46	8,34	99	—23	0,11
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	52,1	5,8	0,8876	1,4871	47,93	8,99	86	—24	0,44
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	59,8	6,6	0,8946	1,4939	55,57	9,70	78	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,1	8,0	0,9108	1,5061	70,33	10,93	65	—27	1,54
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,8	9,0	0,9294	1,5151	86,63	11,96	48	—27	1,83
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,7	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Хилковская нефть $А_4$									
Фракция 350—450 °С	100,0	20,2	0,8911	1,4979	18,01	4,68	93	27	—
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	82,9	16,6	0,9096	1,5080	24,64	5,40	61	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	37,8	7,6	0,8499	1,4689	14,60	4,20	111	—14	0,003
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,0	10,8	0,8630	1,4800	17,20	4,55	85	—16	0,26

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	59,0	11,8	0,8733	1,4842	18,1	4,61	78	—18	0,51
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	74,0	14,8	0,9001	1,5019	21,73	5,10	72	—22	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	8,9	1,8	—	—	—	—	—	—	—
Чеховская нефть									
Фракция 350—450 °С	100,0	14,8	0,8629	1,4935	15,80	4,20	76	20	0,81
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	87,7	13,1	0,8975	1,4996	19,97	4,88	71	—25	0,97
Нафтено-парафиновые углеводороды	60,8	7,9	0,8518	1,4690	13,75	4,04	103	—19	0,005
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	65,1	9,7	0,8629	1,4755	14,99	4,16	93	—21	0,24
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	68,6	10,2	0,8663	1,4779	15,61	4,26	90	—22	0,24
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,9	11,0	0,8749	1,4840	16,65	4,41	84	—24	0,41
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	86,4	13,0	0,8956	1,4985	17,99	4,50	72	—25	0,88
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,3	0,1	—	—	—	—	—	—	—
Чубовская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	11,4	0,9054	1,5046	14,62	3,95	69	18	2,71
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	89,1	10,2	0,9195	1,5118	18,39	4,43	43	—16	2,90
Нафтено-парафиновые углеводороды	37,5	4,3	0,8489	1,4690	10,95	3,41	117	—8	0,25
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	51,4	5,9	0,8690	1,4825	12,75	3,69	83	—10	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,4	7,5	0,8924	1,4950	14,08	3,90	77	—12	1,83
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	85,8	9,8	0,9182	1,5112	17,19	4,39	69	—15	2,68

Фракция 420—500 °С	100,0	12,9	0,9305	1,5265	80,6	11,1	39	37	3,5
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	92,3	11,9	0,9427	1,5290	117,3	13,1	—	—16	3,48
Нафтено-парафиновые углеводороды	26,7	3,4	0,8678	1,4780	34,70	7,30	94	—6	0,28
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	44,7	5,8	0,8892	1,4912	43,85	8,35	84	—10	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	58,6	7,6	0,9094	1,5048	55,47	9,24	61	—12	2,07

Яблоновская нефть

Фракция 350—460 °С	100,0	17,0	0,8971	—	12,86	2,18	—	16	2,4
Фракция 350—460 °С после депарафинизации и адсорбционной очистки	83,0	14,0	0,9122	—	14,40	2,30	—	—31	2,3

Зольненская нефть (смесь)

Фракция 350—450 °С	100,0	17,0	0,9011	1,5020	18,90	4,92	98	24	2,06
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	85,7	14,6	0,9177	1,5120	25,53	5,46	55	—28	2,35
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,0	6,8	0,8530	1,4700	15,23	4,17	113	—20	0,02
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,2	9,1	0,8683	1,4800	17,61	4,70	100	—21	0,46
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	57,5	9,8	0,8746	1,4840	18,34	4,82	97	—22	0,67
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	77,1	13,1	0,9026	1,5030	19,50	4,90	88	—24	1,69
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	81,4	13,9	0,9064	1,5060	20,80	4,97	72	—25	1,98
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,3	0,7	—	—	—	—	—	—	—

Кинельская нефть (смесь)

Фракция 350—450 °С	100,0	17,0	0,8955	1,5020	14,98	4,25	79	24	1,90
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	86,7	14,8	0,9119	1,5085	18,62	4,52	52	—23	2,15
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,0	6,8	0,8468	1,4675	12,00	3,80	131	—14	0,01
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,9	9,3	0,8632	1,4780	14,10	4,00	95	—16	0,27

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	60,0	10,2	0,8709	1,4830	14,80	4,10	90	—18	0,50
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	77,7	13,2	0,9005	1,5020	17,10	4,30	55	—20	1,87
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	83,9	14,3	0,9090	1,5073	18,50	4,50	53	—22	2,14
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,8	0,5	—	—	—	—	—	—	—
Кулешовская нефть (смесь)									
Фракция 350—450 °С	100,0	15,7	—	—	14,67	4,10	—	25	0,92
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	83,9	13,2	0,9003	1,5020	19,01	4,70	71	—27	1,40
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,4	7,9	0,8448	1,4672	11,10	3,50	110	—24	0,01
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,8	9,6	0,8600	1,4750	14,30	4,11	105	—22	0,16
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	63,8	10,0	0,8630	1,4772	14,88	4,21	103	—24	0,30
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	69,5	10,9	0,8706	1,4792	16,33	4,48	102	—24	0,41
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,2	12,9	0,9007	1,4995	18,27	4,64	77	—26	1,11
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,7	0,3	—	—	—	—	—	—	—
Мухановская нефть (смесь)									
Фракция 350—450 °С	100,0	19,8	0,8712	—	14,83	4,10	89	27	—
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	83,4	16,5	0,9138	1,5080	19,00	4,58	58	—26	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,4	8,2	0,8534	1,4678	12,12	3,70	109	—18	0,02
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	57,5	11,4	0,8648	1,4785	14,18	4,02	94	—22	0,37

Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	59,9	11,9	0,8688	1,4810	14,59	4,10	91	—23	0,55
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	71,3	14,2	0,8923	1,4941	16,50	4,30	72,3	—24	1,17
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	81,7	16,2	0,9129	1,5060	18,78	4,57	63	—26	1,66
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,7	0,3	—	—	—	—	—	—	—
Серноводская нефть (смесь)									
Фракция 350—450 °С	100,0	14,5	0,9076	1,5050	16,96	4,38	76	20	2,91
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	84,0	12,2	0,9252	1,5130	21,50	4,97	64	—26	3,18
Нафтено-парафиновые углеводороды	39,0	4,7	0,8468	1,4678	12,00	3,68	120	—20	0,03
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	48,4	7,0	0,8724	1,4815	14,79	4,11	90	—20	0,72
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	54,5	7,9	0,8815	1,4870	15,57	4,18	85	—22	1,10
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	79,9	11,6	0,9186	1,5096	19,83	4,73	75	—26	2,96
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,1	0,6	—	—	—	—	—	—	—
Чапаевская нефть (смесь)									
Фракция 350—450 °С	100,0	18,6	0,8997	1,5036	17,60	4,60	89	26	1,70
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	85,4	15,9	0,9214	1,5130	23,60	5,22	57	—28	1,90
Нафтено-парафиновые углеводороды	38,0	7,0	0,8511	1,4690	13,48	4,00	114	—18	0,008
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,5	10,2	0,8650	1,4810	16,20	4,32	85	—22	0,39
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	59,1	11,0	0,8720	1,4851	16,91	4,43	82	—24	0,57
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	83,8	15,6	0,9139	1,5105	22,18	5,07	61	—26	1,79
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,6	0,3	—	—	—	—	—	—	—

24. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, % на фракцию	Выход гача, % на нефть	Температура плавления гача, °С
Алакаевская нефть $А_4$			
350—420	16,7	2,09	45
420—500	14,6	1,31	58
Бариновская нефть			
300—400	19,6	3,6	39
Белозерская нефть			
350—450	15,2	2,3	47
Гражданская нефть			
350—450	12,9	2,5	46
Дмитриевская нефть $С_{III}$			
350—450	13,3	2,0	52
450—480	11,4	0,4	56
Дмитриевская нефть $Д_{II}$			
350—420	13,9	1,8	44
420—500	16,0	1,8	56
Жигулевская нефть			
350—420	12,2	1,2	44
420—450	16,0	1,1	53
Кулешовская нефть $А_3$			
350—420	12,8	1,6	46
Кулешовская нефть $Д_{III}$			
350—420	20,8	2,5	—
Лебяжинская нефть $Б_2$			
350—420	14,2	1,7	43
420—500	11,8	1,5	55
Михайловская нефть $Д_{II}$			
350—450	23,8	3,3	47
450—495	23,6	0,9	55
Мухановская угленосная нефть (смесь)			
350—450	17,0	3,0	44
Мухановская нефть $Д_{II}$			
350—420	17,0	1,9	49
420—450	17,2	0,9	53
450—500	15,5	0,8	59
Неклюдовская нефть $С_{IV}$			
350—420	15,8	2,0	42
420—500	14,7	1,9	55
Новозапрудненская нефть			
350—420	15,3	1,9	42
420—500	15,2	1,7	54
Орлянская нефть			
300—400	14,6	2,4	36
400—495	13,2	2,3	
Подгорненская нефть			
350—450	16,0	2,8	46
Покровская нефть $А_4$			
320—450	18,6	4,1	46
Сосновская нефть			
350—420	13,5	1,4	48
420—470	10,3	1,0	57
Уваровская нефть			
350—420	16,9	1,7	44
420—500	15,5	1,7	58
Хилковская нефть $А_4$			
350—450	17,1	3,4	48
Чеховская нефть			
350—450	12,3	1,8	47
Чубовская нефть			
350—420	10,9	1,2	45
420—500	7,7	1,0	55
Зольненская (смесь)			
350—450	14,3	2,4	49
Кинельская (смесь)			
350—450	13,3	2,2	47
Кулешовская (смесь)			
350—450	16,1	2,6	47
Серноводская (смесь)			
350—450	16,0	2,3	46
Чапаевская (смесь)			
350—450	14,6	2,7	48

25. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Бариновская нефть											
Остаток выше 400 °С	100	20,0	0,9280	—	—	—	—	—	—	44	0,68
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	30,3	6,1	0,8670	1,4792	41,27	8,50	4,86	108	0,7990	—19	0,07
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	34,8	7,0	0,8741	1,4817	41,57	8,79	4,74	101	0,8010	—21	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	37,8	7,6	0,8793	1,4862	48,36	9,44	5,13	98	0,8140	—20	0,14
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	46,8	9,4	0,8999	1,5005	67,77	11,41	5,94	84	0,837	—18	0,40
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	51,1	10,3	0,9107	1,5098	79,33	12,38	6,42	77	0,8500	—17	0,48
Концентрат смолистых и сернистых соединений	13,7	2,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	4,4	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Белозерская нефть											
Остаток выше 450 °С	100,0	38,8	0,9690	—	—	170,0	—	—	—	26	3,50
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	15,7	6,1	0,8784	1,4841	590,0	100,6	16,00	97	0,8027	—13	0,08
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	28,2	10,9	0,8980	1,4952	146,7	19,70	7,43	84	0,8248	—19	1,00
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	31,7	12,3	0,9035	1,5005	184,0	22,00	8,35	82	0,8298	—20	2,10
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	46,7	18,1	0,9224	1,5124	331,0	31,82	10,40	69	0,8490	—21	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	13,1	5,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	7,0	2,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на остаток	на нефть									
Гражданская нефть											
Остаток выше 450 °С	100	34,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	8,9	3,1	0,8772	1,4807	76,10	13,45	5,66	101	0,8025	—26	0,01
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	19,3	6,6	0,9068	1,5005	159,8	21,18	7,54	87	0,8340	—24	1,01
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	30,7	10,5	0,9320	1,5176	244,0	26,20	9,32	71	0,8630	—14	1,81
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	33,1	11,3	0,9358	1,5210	269,8	27,50	9,81	67	0,8672	—14	1,92
Концентрат смолистых и сернистых соединений	40,8	13,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	16,7	5,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Дмитриевская нефть C_{III}											
Остаток выше 480 °С	100,0	30,3	0,9498	—	—	74,00	—	—	—	21	2,12
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	35,5	10,8	0,8920	1,4900	140,2	19,90	7,04	93	0,8166	—15	0,65
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	39,0	11,8	0,8977	1,4950	165,0	21,40	7,71	83	0,8230	—16	0,66
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	41,9	12,7	0,9035	1,4998	201,0	23,34	8,58	74	0,8294	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	54,4	16,5	0,9279	1,5133	330,0	30,88	10,68	69	0,8569	—20	1,44

Дмитриевская нефть $Д_{II}$											
Остаток выше 500 °С	100,0	16,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	11,2	1,9	0,8898	1,4780	179,6	23,83	7,54	92	0,8098	—	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	14,0	2,4	0,8950	1,4817	206,6	26,00	7,90	87	0,8167	—21	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	15,3	2,56	0,8978	1,4840	231,5	27,28	8,50	86	0,8193	—22	0,64
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	22,5	3,7	0,9085	1,4960	363,0	35,05	10,4	76	0,8286	—23	1,00
Жигулевская нефть											
Остаток выше 480 °С	100,0	32,4	0,9896	—	—	—	—	—	—	44	2,81
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	10,4	3,4	0,8783	—	87,0	14,60	6,0	100	0,8039	—21	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	13,7	4,4	0,8830	—	98,00	15,10	6,4	90	0,8100	—21	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	23,5	7,6	—	—	131,2	18,00	7,3	83	—	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	27,3	8,8	0,9090	—	154,0	20,00	7,7	81	0,8380	—19	0,95
Кулешовская нефть $А_3$											
Остаток выше 420 °С	100,0	24,5	0,9470	—	—	—	—	—	—	35	1,76
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	21,9	5,4	0,8615	1,4790	77,0	13,58	5,66	102	0,7841	—13	0,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	33,6	8,2	0,8876	1,4895	114,7	17,42	6,59	94	0,8235	—14	0,47
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	43,0	10,5	0,8990	1,4980	157,5	20,48	7,68	83	0,8256	—18	0,80
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	55,4	13,5	0,9253	1,5148	476,0	31,61	15,10	52	0,8532	—	—
Кулешовская нефть $Д_{III}$											
Остаток выше 420 °С	100,0	16,5	0,9159	—	120,0	23,00	—	—	—	50	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	26,1	4,3	0,8679	1,4850	66,47	12,42	5,36	111	0,7927	—22	0,13
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	41,2	6,8	0,8807	1,4939	81,97	14,39	5,70	105	0,8079	—24	0,41

Продолжение

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	53,4	8,8	0,8956	1,5030	98,49	15,6	6,31	95	0,8232	—20	0,63
Концентрат смолистых и сернистых соединений	10,4	1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	5,3	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Лебяжинская нефть $Б_3$											
Остаток выше 500 °С	100,0	18,8	—	—	—	—	—	—	—	—	2,7
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	9,8	1,8	0,8845	1,4830	164,33	22,03	7,46	90	0,8053	—13	0,21
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	24,6	4,6	0,9077	1,4900	288,98	31,41	9,2	83	0,8302	—18	0,93
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	32,5	6,1	0,9246	1,5105	498,72	41,01	12,16	67	0,8519	—19	1,41
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	44,7	8,4	0,9518	1,5305	1149,9	67,39	17,06	60	—	—8	1,90
Концентрат смолистых и сернистых соединений	41,0	7,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	7,8	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Михайловская нефть $Д_{II}$											
Остаток выше 495 °С	100,0	14,1	0,9937	—	—	72,40	—	—	—	>50	1,30
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	38,4	5,4	0,8830	—	98,6	15,48	6,35	94	0,8093	—12	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	44,6	6,3	0,8945	—	148,5	20,0	7,43	93	0,8212	—11	—

Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	50,3	7,1	0,9083	1,4850	199,0	25,31	7,85	93	0,8342	—11	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	56,0	7,9	0,9205	1,5009	245,0	29,01	8,45	92	0,8475	—10	—
Мухановская угленосная нефть (смесь)											
Остаток выше 450 °С	100,0	28,7	0,9670	—	—	105,1	—	—	—	30	2,50
Нафтено-парафиновые углеводороды	24,0	6,7	0,8585	—	61,0	13,7	4,5	—	—	43	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	46,6	12,2	—	—	125,0	16,8	7,5	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	29,0	8,1	0,9079	—	227,6	26,5	8,5	86	0,8332	—25	0,81
Мухановская нефть $Д_{II}$											
Остаток выше 500 °С	100,0	24,7	0,9572	—	—	105,0	—	—	—	41	1,64
Нафтено-парафиновые углеводороды	29,4	7,4	0,8744	—	80,75	16,15	5,0	—	—	40	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	31,1	7,8	0,8950	—	150,9	20,59	7,33	84	0,8201	—20	0,30
Неклюдовская нефть C_{IV}											
Остаток выше 500 °С	100,0	18,5	0,9528	—	—	—	—	—	—	+38	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	15,3	2,8	0,8854	1,4850	149,4	20,77	7,18	92	0,8069	—22	0,27
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	27,3	5,1	0,9060	1,4983	273,7	29,95	9,14	82	0,8286	—20	1,06
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	59,5	11,0	0,9460	1,5300	1097	64,6	16,9	57	—	—8	2,49
Концентрат смолистых и сернистых соединений	27,4	5,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	5,5	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Новозапрудненская нефть											
Остаток выше 500 °С	100,0	19,0	0,9960	—	—	—	—	—	—	—40	2,03
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	16,7	3,2	0,8802	1,4810	141,7	20,4	6,93	92	0,7990	—25	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	30,0	5,7	0,9005	1,4960	225,7	26,84	8,42	86	0,8220	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	57,6	10,9	0,9400	1,5230	846,4	54,5	15,5	57	—	—7	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	32,2	6,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	8,5	1,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Орлянская нефть											
Остаток выше 495 °С	100,0	30,3	1,004	—	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	10,0	3,0	0,8732	1,4809	92,05	15,05	6,14	97	0,7969	—17	0,02
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	29,5	8,9	0,9059	1,5026	221,3	26,0	8,50	83	0,8307	—20	1,04
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	37,5	11,3	0,9231	1,5142	308,9	31,55	9,80	76	0,8500	—21	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	39,9	12,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	11,6	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Подгорненская нефть											
Остаток выше 450 °С	100,0	25,0	—	—	—	—	—	—	—	—	1,84
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	16,7	4,2	0,8715	1,4795	77,80	14,20	5,47	108	0,7950	—8	0,04
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	32,5	8,1	0,8941	1,4945	95,20	15,60	6,10	99	0,8223	—12	0,71

Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	47,9	12,0	0,9135	1,5060	142,0	20,10	7,06	88	0,8444	—6	1,23
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	62,1	15,6	0,9300	1,5190	214,7	25,0	8,60	79	0,8618	—8	1,33
Концентрат смолистых и сернистых соединений	16,8	4,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	10,6	2,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Покровская нефть Б$_2$											
Остаток выше 480 °С	100,0	32,3	1,000	—	—	227	—	—	—	29	2,13
Нафтено-парафиновые углеводороды	19,0	6,1	0,8753	—	59,2	12,5	4,73	—	—	41	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	38,0	12,2	—	—	85,4	15,2	5,61	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	24,8	8,0	0,9010	—	165,8	21,6	7,5	89	0,8280	—25	0,64
Уваровская нефть											
Остаток выше 500 °С	100,0	19,0	0,9590	—	—	—	—	—	—	32	2,56
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	13,0	2,5	0,8791	1,4841	138,4	20,3	6,82	97	0,7994	—13	0,18
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	32,5	6,2	0,9082	1,5000	259,1	29,3	8,83	84	0,8319	—17	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	38,3	7,3	0,9219	1,5058	331,3	33,05	9,93	77	0,8478	—18	1,47
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	58,6	11,2	0,9520	1,5295	880,3	58,26	15,1	65	0,8812	—11	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	26,0	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	4,4	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Хилковская нефть А$_4$											
Остаток выше 450 °С	100,0	27,4	—	—	—	—	—	—	—	—	2,56
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	7,1	1,9	0,8796	1,4852	126,2	18,70	6,75	95	0,8010	—27	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	31,8	8,7	0,9039	1,5005	155,2	20,1	7,72	77	0,8312	—26	0,834

Продолжение

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *ccm*	ν_{100}, *ccm*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	40,0	10,9	0,9093	1,5100	185,9	22,0	8,46	70	0,8356	—22	1,27
Нафтено-парафиновые, I, II и III группа ароматических углеводородов	59,8	16,3	0,9376	1,5250	468,5	37,1	12,6	55	0,8649	—1	1,95
Концентрат смолистых и сернистых соединений	20,4	56,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	5,3	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Чеховская нефть											
Остаток выше 450 °С	100,0	18	0,9340	—	—	—	—	—	—	41	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	29,7	5,4	0,8757	1,4820	110,2	16,61	6,64	91	0,7987	—26	0,0162
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	39,7	7,1	0,8872	1,4892	149,7	19,60	7,64	81	0,8090	—25	0,265
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	50,0	9,0	0,8990	1,4998	209,6	23,82	8,80	73	0,8190	—20	0,608
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	62,3	11,2	0,9201	1,5110	349,4	31,22	11,2	58	0,8452	—11	0,938
Концентрация смолистых и сернистых соединений	18,8	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	14,0	2,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Зольненская нефть (смесь)											
Остаток выше 450 °С	100,0	30,0	0,9820	—	—	—	—	—	—	—	3,03
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	11,7	3,5	0,8736	1,4790	76,0	13,5	5,63	103	0,7991	—21	0,0196
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	28,4	8,5	0,9017	1,4965	154,0	20,15	7,63	83	0,8295	—22	0,804

Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	35,9	10,8	0,9145	1,5071	214,0	24,5	8,75	76	0,8430	—15	1,52
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	48,3	14,5	0,9352	1,5200	416,2	36,9	11,20	70	0,8673	—12	2,05
Концентрат смолистых и сернистых соединений	35,4	10,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	6,6	2,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Кинельская нефть (смесь)

Остаток выше 450 °С	100,0	30,0	0,9700	—	—	—	—	—	—	30	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	11,3	3,4	0,8786	1,4805	82,78	14,12	5,86	100	0,8362	—16	0,02
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	22,8	6,8	0,9104	1,4985	159,0	20,55	7,74	84	0,8401	—18	0,957
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	31,7	9,5	0,9201	1,5098	235,9	25,5	9,26	70	0,8496	—6	1,772
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	51,0	15,3	0,9461	1,5315	674,6	47,50	14,2	58	0,8732	—4	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	29,7	8,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	7,4	2,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Кулешовская нефть (смесь)

Остаток выше 450 °С	100,0	18,4	0,9840	—	—	—	—	—	—	28	2,09
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	15,9	2,9	0,8744	1,4792	90,68	14,96	6,06	98	0,7979	—24	0,04
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	29,0	5,3	0,8989	1,4950	159,4	20,6	7,50	82	0,8241	—26	0,60
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	37,6	6,9	0,9147	1,5065	245,9	26,5	9,28	64	0,8411	—22	1,24
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	48,5	8,9	0,9351	1,5210	506,2	40,34	12,5	61	0,8609	—16	1,69
Концентрат смолистых и сернистых соединений	26,6	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	6,7	1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Серноводская нефть (смесь)											
Остаток выше 450 °С	100,0	47,8	1,000	—	—	—	—	—	—	—	4,22
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	7,2	3,4	0,8795	1,4820	103,10	14,4	—	69	0,8051	—16	0,048
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	20,2	9,6	0,9044	1,5002	178,6	21,7	—	76	0,8312	—18	1,53
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	49,4	18,9	0,9418	1,5220	474,09	40,7	—	72	0,8691	—10	2,96
Концентрат смолистых и сернистых соединений	45,2	21,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	11,0	5,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Чапаевская нефть (смесь)											
Остаток выше 450 °С	100,0	29,3	0,968	—	—	—	—	—	—	42	2,95
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	9,4	2,7	0,8754	1,4850	70,1	12,6	—	101	0,8037	—22	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	20,1	5,9	0,9002	1,4979	127,2	18,1	—	88	0,8291	—20	0,867
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	31,3	9,20	0,9234	1,5135	248,8	27,3	—	77	0,8551	—6	1,682
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	43,4	12,7	0,9442	1,5280	547,2	40,3	—	52	0,8741	—2	2,08
Концентрат смолистых и сернистых соединений	32,3	9,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	13,4	3,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—

26. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Нефть	Остаток, выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Бариновская	400	30,8	6,2	49
Белозерская	450	9,8	3,8	53
Гражданская	450	9,4	3,2	53
Дмитриевская $С_{III}$	480	7,1	2,1	56
Дмитриевская $Д_{II}$	500	12,4	2,1	45
Жигулевская	480	6,9	2,2	54
Кулешовская $А_3$	420	9,4	2,3	54
Кулешовская $Д_{III}$	420	21,5	3,5	54
Лебяжинская $Б_2$	500	6,4	1,2	64
Михайловская $Д_{II}$	495	21,8	3,1	47
Мухановская угленосная (смесь)	450	14,6	4,1	52
Мухановская $Д_{III}$	500	13,0	3,3	53
Неклюдовская $С_{IV}$	500	13,2	2,4	50
Новозапрудненская	500	10,2	1,9	52
Орлянская	495	11,0	3,4	51
Подгорненская	450	10,5	2,5	—
Покровская $Б_2$	480	11,2	3,6	54
Уваровская	500	11,0	2,0	54
Хилковская $А_4$	450	14,5	4,0	48
Чеховская	450	17,7	3,2	55
Зольненская (смесь)	450	9,7	2,9	51
Кинельская (смесь)	450	11,9	3,6	—
Кулешовская (смесь)	450	18,2	3,3	—
Мухановская (смесь)	450	11,3	3,0	54
Серноводская (смесь)	450	4,2	2,0	50
Чапаевская (смесь)	450	10,9	3,2	55

27. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °C	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел						Температура застывания, °C	Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК		на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Алакаевская нефть $А_4$										
350—420	12,5	0,8730	12,70	3,70	3,73	85	0,8330	—20	67,2	8,4
420—500	9,0	0,8850	41,00	4,80	8,54	85	0,8250	—16	56,6	5,1
Бариновская нефть										
300—400	18,0	0,8530	7,50	2,65	2,83	85	—	—20	66,7	12,0
Остаток выше 400	20,0	0,8980	65,00	11,00	5,90	85	—	—19	49,0	9,8
Гражданская нефть										
350—450	19,2	0,8760	14,9	14,1	3,63	85	0,8300	—19	56,2	10,8
Остаток выше 450	34,1	0,9075	168,1	21,4	7,85	85	0,8430	—23	20,5	7,0
Дмитриевская нефть $С_{III}$										
350—450	15,2	0,9047	15,97	4,44	3,60	106	—	—26	86,5	13,1
450—480	3,7	0,9000	43,8	17,5	2,50	85	0,840	—22	67,6	2,5
Остаток выше 480	30,3	0,8450	180,0	60,0	3,00	85	0,820	—15	36,9	11,2
Дмитриевская нефть $Д_{II}$										
350—420	13,7	0,8740	12,3	3,5	3,50	85	—	—16	65,7	9,0
420—500	14,0	0,8850	44,0	8,5	5,17	85	0,824	—14	52,1	7,3
Остаток выше 500	16,7	0,8978	231,5	27,28	8,51	85	0,819	—22	15,3	2,6
Белозерская нефть										
350—450	14,8	0,8670	13,5	3,69	3,86	85	—	—24	60,8	9,0
Остаток выше 450	38,8	0,8960	—	19,7	—	85	—	—19	27,5	10,7

				Кулешовская нефть $А_8$						
350—420	12,6	0,8740	14,0	4,00	3,50	85	—	—17	72,2	9,1
Остаток выше 420	24,5	0,9000	15,50	20,00	7,75	85	0,8270	—16	41,6	10,2
				Кулешовская нефть $Д_{III}$						
350—420	12,2	0,8830	15,90	4,02	3,97	85	0,848	—28	80,2	9,8
Остаток выше 420	16,5	0,8956	98,49	15,606	6,31	94	0,8232	—20	53,3	8,8
				Лебяжинская нефть $Б_2$						
350—420	12,4	0,8700	11,10	3,40	3,26	85	—	—24	61,3	7,6
420—500	12,6	0,8870	43,00	8,00	5,30	85	—	—23	46,0	5,8
Остаток выше 500	18,8	0,9050	285,90	30,00	9,53	85	—	—18	23,9	4,5
				Михайловская нефть $Д_{II}$						
350—450	14,0	0,8860	16,50	4,37	3,77	85	—	—27	69,2	9,7
450—495	3,9	0,8850	41,50	8,20	5,06	85	—	—15	71,4	2,8
Остаток выше 495	14,1	0,8830	98,60	15,48	6,36	94	0,8093	—11	38,2	5,4
				Неклюдовская нефть C_{IV}						
320—420	12,5	0,8770	10,30	3,10	3,32	85	0,822	—25	71,2	8,9
420—500	12,6	0,8880	42,50	8,00	5,31	85	0,832	—21	61,9	7,8
Остаток выше 500	18,5	0,9020	—	20,6	—	85	—	—20	25,9	4,8
				Новозапрудненская нефть						
320—420	12,4	0,8650	9,90	3,20	3,09	85	0,815	—27	62,9	7,8
420—500	11,4	0,8980	42,50	8,00	5,31	85	0,840	—26	66,7	7,6
Остаток выше 500	19,0	0,9150	—	31,00	—	85	—	—21	34,2	6,5

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел						Температура застывания, °С	Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК		на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Орлянская нефть										
300—400	16,5	0,8380	6,20	2,20	2,81	85	—	—21	49,6	8,2
400—495	17,2	0,8920	36,00	7,50	4,80	85	—	—21	54,7	9,4
Остаток выше 495	30,3	0,8970	202,0	24,0	8,42	85	—	—20	27,4	8,3
Подгорненская нефть										
350—450	17,6	0,8710	13,80	3,88	3,66	85	0,8230	—22	65,9	11,6
Остаток выше 450	25,0	0,9185	164,0	22,10	7,42	85	0,8500	—7	52,8	13,2
Сосновская нефть										
350—420	10,20	0,8680	15,40	4,20	3,66	85	0,822	—	55,8	5,7
420—470	9,2	0,8740	45,00	7,70	5,84	85	0,920	—	43,4	4,0
Уваровская нефть										
350—420	10,2	0,8680	12,40	3,70	3,35	85	—	—31	61,8	6,3
420—500	11,1	0,8870	48,70	7,80	6,24	85	—	—25	53,2	5,9
Остаток выше 500	19,0	0,9050	285,0	20,70	13,76	85	—	—17	31,5	6,0
Хилковская нефть $А_4$										
350—450	20,2	0,8630	17,20	4,55	3,78	85	0,809	—16	54,0	10,8
Остаток выше 450	27,4	0,8900	132,0	19,8	6,66	85	0,870	—26	20,0	5,5
Чеховская нефть										
350—450	14,9	0,8720	16,33	4,35	3,75	85	0,8249	—23	72,4	10,8
Остаток выше 450	18,2	0,8815	129,8	18,20	7,13	85	0,8040	—25	35,2	6,4

Чубовская нефть										
350—420	11,4	0,8780	12,30	3,50	3,51	85	—	—9	49,1	5,6
420—500	12,9	0,8890	43,70	8,30	5,26	85	—	—9	43,2	5,7
Зольненская нефть (смесь)										
350—450	17,1	0,9030	20,00	4,95	4,04	84	0,8570	—24	77,8	13,3
Остаток выше 450	30,0	0,8990	123,0	21,00	5,85	85	0,8270	—21	27,3	8,2
Кинельская нефть (смесь)										
350—450	17,0	0,8720	15,1	4,10	3,68	85	0,8270	—17	61,7	10,5
Остаток выше 450	30,0	0,9020	142,5	17,49	8,14	85	0,8398	—17	21,0	6,3
Кулешовская нефть (смесь)										
350—450	16,0	0,8880	17,9	4,60	3,89	85	0,8392	—25	78,1	12,5
Остаток выше 450	18,4	0,8940	138,0	18,00	7,66	85	0,8160	—25	25,5	4,7
Мухановская нефть (смесь)										
350—450	19,8	0,8700	14,65	4,10	3,57	85	0,834	—23	63,6	12,6
Остаток выше 450	26,0	0,9120	170,0	20,00	8,51	85	0,835	—17	34,2	8,9
Серноводская нефть (смесь)										
350—450	14,5	0,8800	15,5	4,10	3,78	85	0,8360	—22	53,8	7,8
Остаток выше 450	47,8	0,9044	178,6	21,70	8,23	76	0,8310	—18	20,0	9,6
Чапаевская нефть (смесь)										
350—450	18,6	0,8650	16,2	4,30	3,76	85	0,8180	—24	54,8	10,2
Остаток выше 450	29,3	0,9130	175,0	35,00	5,60	85	0,843	—12	25,9	7,6

28. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5 П	А+С$_С$	А+С$_С$—2,5 П
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Алакаевская $А_4$	1,23	5,40	7,10	17,7	6,63	—11,07
Бариновская	0,95	2,33	5,94	14,9	3,28	—11,62
Белозерская	1,39	11,07	5,67	14,2	12,46	—1,74
Виннобанновская	0,65	2,65	4,60	11,5	3,30	—8,20
Гражданская	4,74	4,26	4,93	12,3	9,00	—3,30
Дерюжовская	1,78	5,50	4,70	11,8	7,28	—4,52
Дмитриевская* $С_{III}$	0,52	9,40	3,45	8,6	9,92	+1,32
Дмитриевская $Д_{II}$	2,00	4,60	5,97	14,9	6,60	—8,30
Жигулевская*	1,75	11,50	3,80	9,5	13,25	+3,75
Зольненская	0,54	4,38	4,56	11,4	4,92	—6,48
Козловская $А_4$	4,20	7,20	5,00	12,5	11,40	—1,10
Красноярская	1,09	10,06	5,49	11,2	11,15	—0,05
Кулешовская $А_3$	1,17	7,05	5,00	12,5	8,22	—4,28
Кулешовская $А_4$	1,04	3,64	2,92	7,3	4,68	—2,62
Кулешовская $Д_{III}$	0,80	5,30	5,80	14,5	6,10	—8,40
Лебяжинская $Б_2$	1,62	5,96	4,11	10,3	7,58	—2,72
Михайловская $Д_{II}$	Следы	2,88	10,10	25,2	2,88	—22,32
Мухановская угленосная (смесь)	2,24	7,50	6,92	17,3	9,74	—7,56
Мухановская $Д_{II}$	0,12	7,00	4,53	11,3	7,12	—4,18
Неклюдовская $С_{IV}$	0,35	7,30	4,90	12,2	7,65	—4,55
Новозапрудненская	1,80	5,10	5,00	12,5	6,90	—5,60
Орлянская	3,91	7,73	8,13	20,3	11,64	—8,70
Подгорненская	2,88	6,04	7,06	17,6	8,92	—8,68
Покровская $А_4$	0,41	3,90	7,42	18,5	4,31	—14,19
Покровская* $Б_2$	4,07	10,90	5,57	13,9	14,97	+1,07
Радаевская (смесь)	4,47	22,00	6,00	15,0	26,47	+11,48
Сидоровская	3,51	8,05	6,35	15,9	11,56	—4,34
Сосновская	2,60	11,00	6,05	15,1	12,60	—1,50
Уваровская	0,66	3,70	4,90	12,2	4,36	—7,84
Хилковская $А_4$	1,66	5,98	7,09	17,7	7,64	—10,06
Хилковская $С_1$	1,55	5,57	8,29	20,7	7,12	—13,58
Чеховская	0,22	3,40	3,80	9,5	3,62	—5,88
Чубовская*	18,00	32,00	2,90	7,3	50,00	+42,70
Яблоновская	2,66	8,22	4,89	12,2	10,88	—1,32
Яблоновый Овраг	5,40	8,00	5,93	14,8	13,40	+1,40
Якушкинская $А_3$	3,63	16,29	5,58	13,9	19,92	+6,02
Якушкинская $А_4$	4,24	17,14	4,48	11,2	21,38	+10,18
Зольненская (смесь)	2,05	8,07	6,78	17,2	10,12	—7,08
Кинельская (смесь)	3,20	9,80	5,58	14,0	13,00	—1,00
Кулешовская (смесь)	0,74	6,80	4,00	10,0	7,54	—2,46
Мухановская (смесь)	3,80	8,96	6,53	16,3	12,76	—3,54
Серноводская (смесь)*	5,70	32,80	3,40	8,5	38,50	+30,0
Чапаевская (смесь)	4,21	10,44	5,03	12,6	14,65	+2,05

* Из нефти могут быть получены битумы.

29. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Алакаевская $А_4$	II	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_2$
Бариновская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Белозерская	II	$Т_2$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Виннобанновская	II	$Т_1$	—	—	$П_2$
Гражданская	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_3$
Дерюжовская	III	$Т_1$	—	—	—
Дмитриевская $С_{III}$	II	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_2$
Дмитриевская $Д_{II}$	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Жигулевская	II	$Т_1$	—	—	—
Зольненская	II	$Т_1$	—	—	—
Козловская $А_4$	III	$Т_1$	—	—	—
Красноярская	III	$Т_1$	—	—	—
Кулешовская $А_3$	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_3$
Кулешовская $А_4$	I	$Т_1$	—	—	—
Кулешовская $Д_{III}$	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Лебяжинская $Б_2$	II	$Т_3$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Михайловская $Д_{II}$	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Мухановская $С_I$	II	$Т_1$	—	—	—
Мухановская $С_{II+III+IV}$	II	$Т_1$	—	—	—
Мухановская угленосная (смесь)	II	$Т_1$	—	—	—
Мухановская $Д_{II}$	II	$Т_1$	—	—	—
Мухановская $Д_{III}$	II	$Т_1$	—	—	—
Неклюдовская $С_{IV}$	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Новозапрудненская	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Подгорненская	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Покровская $А_4$	II	$Т_1$	—	—	—
Покровская $Б_2$	II	$Т_1$	—	—	—
Радаевская (смесь)	III	$Т_2$	—	—	—
Сидоровская	II	$Т_1$	—	—	—
Сосновская	III	$Т_1$	$М_4$	$И_2$	$П_2$
Уваровская	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Хилковская $А_4$	II	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Хилковская $С_I$	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Чеховская	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Чубовская	III	$Т_1$	$М_4$	$И_2$	$П_2$
Яблоновская	III	$Т_1$	—	—	—
Яблоновый Овраг	II	$Т_1$	—	—	—
Якушкинская $А_3$	III	$Т_2$	—	—	—
Якушкинская $А_4$	III	$Т_2$	—	—	—
Зольненская (смесь)	III	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Кинельская (смесь)	III	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_2$
Кулешовская (смесь)	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Мухановская (смесь)	II	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Серноводская (смесь)	III	$Т_2$	$М_4$	$И_2$	$П_2$
Чапаевская (смесь)	III	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_2$

30. Разгонка (ИТК) алакаевской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,6	1,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—65	3,0	4,6	0,6405	1,3750	80	0,43	—	—	—	—	—
3	65—81	2,9	7,5	0,6820	1,3865	90	0,54	0,44	—	—	—	—
4	81—117	3,0	10,5	0,7131	1,4005	103	0,67	0,53	—	—	—	0,04
5	117—137	2,9	13,4	0,7327	1,4109	111	0,80	0,60	—	—	—	0,09
6	137—153	2,9	16,3	0,7487	1,4198	124	0,95	0,68	—	—	—	0,10
7	153—169	2,9	19,2	0,7639	1,4230	134	1,10	0,72	—	—	34	0,15
8	169—185	2,9	22,1	0,7771	1,4311	144	1,30	0,80	—	—65	—	0,18
9	185—201	3,0	25,1	0,7896	1,4411	153	1,64	1,10	—	—56	68	0,21
10	201—224	2,9	28,0	0,8072	1,4491	162	2,03	1,29	—	—47	—	0,23
11	224—236	3,1	31,1	0,8147	1,4535	172	2,55	1,54	0,85	—38	—	0,26
12	236—252	3,1	34,2	0,8239	1,4593	179	2,85	1,80	0,90	—29	110	0,60
13	252—266	3,1	37,3	0,8367	1,4665	200	4,18	2,20	1,10	—22	—	0,95
14	266—285	3,1	40,4	0,8446	1,4700	214	5,55	2,72	1,25	—13	—	1,06
15	285—302	3,1	43,5	0,8472	1,4720	231	7,53	3,49	1,53	—6	151	1,10
16	302—320	3,1	46,6	0,8497	1,4731	256	10,28	4,39	1,79	1	—	1,15
17	320—338	3,2	49,8	0,8622	1,4802	266	14,40	5,60	2,10	8	156	1,38
18	338—352	3,2	53,0	0,8749	1,4880	286	21,00	7,40	2,57	13	—	1,57
19	Остаток	47,0	100,0	0,9464	—	—	—	—	—	—	—	2,20

31. Разгонка (ИТК) бариновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %
1	До 28 (газ до C_4)	3,5	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—52	2,4	5,9	0,6361	1,3690	76	—	—	—	—	—	—
3	52—74	2,6	8,5	0,6787	1,3852	83	0,55	—	—	—	—	—
4	74—86	2,6	11,1	0,7024	1,3960	95	0,58	—	—	—	—	—
5	86—99	2,7	13,8	0,7232	1,4080	101	0,63	—	—	—	—	—
6	99—110	2,7	16,5	0,7339	1,4130	103	0,68	—	—	—	—	—
7	110—122	2,7	19,2	0,7405	1,4174	109	0,74	—	—	—	5	—
8	122—134	2,8	22,0	0,7527	1,4250	113	0,81	0,62	—	—	—	—
9	134—146	2,8	24,8	0,7575	1,4270	122	0,87	0,68	—	—	24	—
10	146—159	2,8	27,6	0,7662	1,4324	129	0,99	0,71	—	<—65	—	—
11	159—170	2,9	30,5	0,7712	1,4344	136	1,12	0,82	—	—62	44	—
12	170—180	2,9	33,4	0,7756	1,4364	139	1,28	0,85	0,56	—57	50	0,006
13	180—193	2,9	36,3	0,7815	1,4395	14	1,43	0,96	0,62	—48	62	0,007
14	193—208	2,9	39,2	0,7885	1,4430	158	1,75	1,09	0,67	—42	—	0,009
15	208—216	3,1	42,3	0,8020	1,4506	161	2,02	1,27	0,78	—39	86	0,012
16	216—226	2,7	45,0	0,8092	1,4544	169	2,52	1,47	0,83	—32	—	0,017
17	226—240	3,0	48,0	0,8155	1,4590	178	2,64	1,68	0,92	—28	106	0,023
18	240—255	3,0	51,0	0,8208	1,4620	189	3,57	1,88	1,03	—24	—	0,038
19	255—265	3,0	54,0	0,8270	1,4655	203	4,29	2,24	1,14	—17	124	0,076
20	265—272	3,1	57,1	0,8298	1,4669	214	5,48	2,67	1,30	—12	—	0,111
21	272—281	3,1	60,2	0,8343	1,4680	229	6,98	3,19	1,51	—4	140	0,200
22	281—308	3,0	63,2	0,8452	1,4745	247	8,99	3,84	1,71	—1	—	0,385
23	308—328	3,2	66,4	0,8568	1,4814	252	11,94	4,93	1,96	+5	158	0,450
24	328—342	3,2	69,6	0,8623	1,4850	260,0	17,10	6,08	2,30	11	—	0,528
25	342—360	3,2	72,8	0,8668	1,4870	—	—	7,91	2,82	19	182	0,360
26	360—384	3,2	76,0	0,8730	1,4900	—	—	10,51	3,42	25	—	0,450
27	Остаток	24,0	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Содержание парафина во фракции № 20—4,4%, во фракции № 21—6,4%, во фракции № 22—14,8%, во фракции № 23—17,8%, во фракции № 24—18,1%, во фракции № 25—16,9%; температура плавления его соответственно 19, 24, 30, 36, 42 и 48 °С.

32. Разгонка (ИТК) белозерской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,60	1,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—45	2,14	3,74	0,6350	1,3580	—	—	—	—	—	—	0,02
3	45—70	2,29	6,03	0,6700	1,3748	—	—	—	—	—	—	—
4	70—80	2,38	8,41	0,7099	1,3916	—	—	—	—	—	—	—
5	80—110	2,44	10,85	0,7209	1,4000	103	—	—	—	—	—	—
6	110—126	2,56	13,41	0,7408	1,4116	—	—	—	—	—	—	0,10
7	126—144	2,64	16,05	0,7547	1,4194	—	—	—	—	—	—	—
8	144—165	2,60	18,65	0,7687	1,4255	126	—	—	—	<—60	—	—
9	165—182	2,71	21,36	0,7797	1,4326	—	—	—	—	—	—	—
10	182—197	2,79	24,15	0,7926	1,4390	—	1,84	1,15	—	—53	—	0,30
11	197—220	2,90	27,05	0,8056	1,4465	166	2,21	1,30	—	—46	—	—
12	220—240	2,85	29,90	0,8183	1,4540	—	2,82	1,69	0,89	—38	88	—
13	240—262	2,85	32,75	0,8293	1,4607	—	3,65	2,05	0,93	—30	100	—
14	262—278	2,82	35,57	0,8381	1,4678	212	4,70	2,43	1,17	—21	112	1,49
15	278—296	2,90	38,47	0,8487	1,4700	—	6,63	3,21	1,32	—15	123	—
16	296—317	2,94	41,41	0,8571	1,4711	—	8,74	3,78	1,59	—7	134	—
17	317—338	2,95	44,36	0,8654	1,4755	263	—	4,82	2,02	0	146	—
18	338—358	2,99	47,35	0,8736	1,4840	—	—	5,77	2,31	6	158	1,92
19	358—376	3,07	50,42	0,8843	1,4870	—	—	8,03	2,85	13	171	—
20	376—393	2,90	53,32	0,8928	1,4932	310	—	9,81	3,46	19	185	—
21	393—417	3,05	56,37	0,9000	1,4958	—	—	12,38	4,50	24	196	—
22	417—436	3,10	59,47	0,9050	1,5010	350	—	20,89	5,61	30	210	2,00
23	436—460	3,10	62,57	0,9080	1,5070	—	—	38,81	7,29	37	227	—
24	460—478	2,83	65,40	0,9113	1,5175	410	—	44,94	9,05	43	243	2,20
25	Остаток	34,60	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—

33. Разгонка (ИТК) виннобанновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	4,0	4,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—51	2,4	6,4	—	1,3642	—	0,42	—	—	—	—	—
3	51—62	2,5	8,9	0,6462	1,3721	84,0	0,45	—	—	—	—	—
4	62—82	2,6	11,5	0,6821	1,3849	90,5	0,52	0,42	—	—	—	—
5	82—93	2,6	14,1	0,7035	1,3961	96,0	0,61	0,48	—	—	—	—
6	93—106	2,6	16,7	0,7140	1,4042	103,0	0,68	0,52	—	—	—	—
7	106—119	2,8	19,5	0,7272	1,4089	107,1	0,74	0,56	—	—	—	—
8	119—132	2,8	22,3	0,7405	1,4177	115,1	0,81	0,61	—	—	—	—
9	132—143	2,8	25,1	0,7531	1,4231	119,2	0,91	0,67	—	—	—	—
10	143—154	2,8	27,9	0,7620	1,4281	124,1	1,02	0,75	0,50	—	28	—
11	154—166	2,9	30,8	0,7735	1,4316	132,0	1,10	0,79	0,52	—	—	—
12	166—178	2,9	33,7	0,7785	1,4380	148,6	1,27	0,87	0,56	—	46	—
13	178—191	3,0	36,7	0,7879	1,4419	151,0	1,46	0,98	0,61	<—60	—	—
14	191—205	3,0	39,7	0,7981	1,4452	162,4	1,77	1,14	0,69	—49	64	0,06
15	205—215	3,1	42,8	0,8090	1,4512	172,0	2,09	1,35	0,79	—44	—	0,07
16	215—230	3,1	45,9	0,8145	1,4528	184,0	2,63	1,57	0,89	—37	98	0,11
17	230—244	3,1	49,0	0,8202	1,4588	196,0	3,15	1,78	0,98	—28	—	0,19
18	244—264	3,1	52,1	0,8292	1,4632	210,1	4,03	2,16	1,14	—26	116	0,31
19	264—277	3,2	55,3	0,8393	1,4690	220,0	5,02	2,57	1,26	—19	—	0,41
20	277—294	3,3	58,6	0,844	1,4690	231,9	6,84	3,17	1,50	—11	—	0,48
21	294—315	3,1	61,7	0,8493	1,4708	249,5	9,02	3,89	1,67	—6	—	0,52
22	315—338	3,1	64,8	0,8580	1,4778	265,0	13,02	5,18	2,03	2	—	0,71
23	338—349	3,1	67,9	0,8655	1,4836	286,0	17,7	6,38	2,34	7	—	0,91
24	349—372	3,2	71,1	0,8725	—	312,7	—	8,82	2,88	15	176	—
25	372—393	3,2	74,3	0,8784	—	332,0	—	12,5	3,64	21	195	—
26	393—413	3,3	77,6	0,8848	—	356,0	—	18,7	4,63	27	205	—
27	Остаток	22,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

34. Разгонка (ИТК) гражданской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,1	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—68	2,5	3,6	0,6462	1,3728	—	0,44	—	—	—	—	—
3	68—85	2,4	6,0	0,6873	1,3885	93	0,56	—	—	—	—	0,02
4	85—106	2,4	8,4	0,7190	1,4018	102	0,69	—	—	—	—	0,02
5	106—128	2,5	10,9	0,7348	1,4099	111	0,80	—	—	—	—	0,06
6	128—144	2,6	13,5	0,7515	1,4190	123	0,94	—	—	—	—	0,07
7	144—162	2,6	16,1	0,7661	1,4270	135	1,11	0,76	0,51	—	—	0,10
8	162—181	2,6	18,7	0,7797	1,4342	148	1,31	0,88	0,57	—	44	0,14
9	181—198	2,8	21,5	0,7912	1,4418	162	1,59	1,05	0,65	—	—	0,19
10	198—222	3,0	24,5	0,8111	1,4510	—	2,03	1,26	1,74	<—50	56	0,21
11	222—239	2,5	27,0	0,8214	1,4553	188	2,6	1,52	0,86	—41	—	0,46
12	239—253	2,9	29,9	0,8307	1,4625	—	3,32	1,90	0,99	—35	102	0,69
13	253—272	2,9	32,8	0,8408	1,4710	208	4,3	2,24	1,02	—24	—	1,15
14	272—290	3,0	35,8	0,8506	1,4760	—	5,7	2,76	1,30	—16	123	1,37
15	290—306	3,0	38,8	0,8574	1,4770	235	7,88	3,40	1,56	—9	—	1,39
16	306—322	3,0	41,8	0,8647	1,4810	—	10,5	4,30	1,78	—3	152	1,46
17	322—340	3,1	44,9	0,8803	1,4900	269	15,7	5,70	2,15	+6	—	1,50
18	340—358	3,1	48,0	0,8902	1,4956	—	24,3	7,80	2,60	12	170	1,76
19	358—372	3,1	51,1	0,8947	1,4996	315	—	10,30	3,15	16	—	—
20	Остаток	48,9	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

35. Разгонка (ИТК) дерюжовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,6	2,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—42	2,2	4,8	0,6298	1,3698	76	0,43	—	—	—	—	0,04
3	42—74	2,4	5,2	0,6603	1,3770	87	0,49	—	—	—	—	0,05
4	74—98	2,5	9,7	0,6982	1,3950	96	0,61	—	—	—	—	0,07
5	98—120	2,5	12,2	0,7220	1,4060	111	0,73	—	—	—	—	0,09
6	120—142	2,8	15,0	0,7399	1,4160	125	0,85	0,63	—	—	—	0,12
7	142—158	2,7	17,7	0,7548	1,4245	129	0,99	0,73	0,49	—	—	0,20
8	158—172	2,8	20,5	0,7711	1,4328	135	1,20	0,82	0,55	—	—	0,30
9	172—191	2,8	23,3	0,7849	1,4395	151	1,45	1,00	0,61	—62	38	0,34
10	191—207	2,9	26,2	0,7922	1,4458	160	—	1,20	0,78	—	—	0,42
11	207—232	2,9	29,1	0,8160	1,4550	168	2,43	1,48	0,84	—44	85	0,91
12	232—248	2,9	32,0	0,8275	1,4610	191	3,11	1,76	0,93	—32	—	1,10
13	248—262	3,0	35,0	0,8417	1,4705	197	3,94	2,08	1,08	—24	116	1,50
14	262—284	3,0	38,0	0,8514	1,4762	203	5,22	2,62	1,24	—15	—	1,62
15	284—298	3,0	41,0	0,8545	1,4772	213	7,30	3,38	1,49	—8	134	1,70
16	298—316	3,1	44,1	0,8585	1,4800	235	10,52	4,39	1,77	0	—	1,70
17	316—332	3,1	47,2	0,8706	1,4860	267	—	5,36	2,09	6	144	1,82
18	332—354	3,1	50,3	0,8821	1,4920	272	22,9	7,32	2,58	12	—	1,98
19	354—368	3,1	53,4	0,8904	1,4970	299	—	10,65	3,19	19	188	2,15
20	368—378	3,4	56,8	0,8959	1,5030	—	—	16,26	4,16	24	—	2,22
21	Остаток	43,2	100,0	0,9680	—	—	—	—	—	—	—	—

36. Разгонка (ИТК) дмитриевской нефти Д$_{II}$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный						застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,4	2,4	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—41	2,3	4,7	—	—	—	—	—	—	—	—
3	41—65	2,4	7,1	0,6700	—	0,49	—	—	—	—	—
4	65—80	2,4	9,5	0,6990	90	0,58	—	—	—	—	—
5	80—96	2,6	12,1	0,7106	104	0,63	—	—	—	—	—
6	96—113	2,7	14,8	0,7238	109	0,69	—	—	—	—	—
7	113—126	2,8	17,6	0,7348	115	0,78	—	—	—	—	0,01
8	126—142	2,9	20,5	0,7538	124	0,88	—	—	—	—	0,02
9	142—157	2,9	23,4	0,7626	134	1,00	—	—	—	—	0,03
10	157—172	2,9	26,3	0,7756	141	1,15	—	—	—	—	0,04
11	172—187	3,0	29,3	0,7860	150	1,39	—	—	—	—	0,06
12	187—204	3,0	32,3	0,7977	169	1,69	—	—	—	—	0,07
13	204—234	3,1	35,4	0,8059	176	2,31	—	—	<—43	74	0,23
14	234—246	3,1	38,5	0,8200	200	2,72	—	—	—38	—	0,37
15	246—264	3,1	41,6	0,8267	210	3,22	—	—	—33	102	0,54
16	264—276	3,1	44,7	0,8364	217	3,91	—	—	—28	—	0,77
17	276—286	3,1	47,8	0,8492	223	5,25	—	—	—21	132	1,03
18	286—301	3,1	50,9	0,8524	245	7,21	3,42	1,46	—11	—	1,08
19	301—318	3,2	54,1	0,8594	253	10,22	4,35	1,77	—4	160	1,10
20	318—330	3,2	57,3	0,8722	264	14,84	5,61	2,13	4	—	1,25
21	330—360	3,2	60,5	0,8796	294	21,13	9,93	2,53	9	175	1,42
22	360—380	3,2	63,7	0,8868	310	34,18	12,66	3,02	16	—	1,43
23	380—390	3,2	66,9	0,8943	332	—	16,52	4,03	23	180	1,46
24	Остаток	33,1	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

37. Разгонка (ИТК) дмитриевской нефти C_{III} в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,1	2,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—75	2,3	4,4	0,6441	1,3622	—	—	—	—	—	—	—
3	75—100	2,4	6,8	0,6832	1,3819	—	—	—	—	—	—	—
4	100—112	2,4	9,1	0,7101	1,3939	108	—	—	—	—	—	0,09
5	112—128	2,4	11,5	0,7227	1,4021	—	—	—	—	—	—	—
6	128—140	2,5	14,0	0,7359	1,4069	—	—	—	—	—	—	—
7	140—150	2,6	16,6	0,7470	1,4159	134	—	—	—	—	—	—
8	150—156	2,7	19,3	0,7607	1,4200	—	0,98	—	—	—	—	—
9	156—166	2,6	21,9	0,7715	1,4282	—	1,09	—	—	—	—	—
10	166—180	2,6	24,5	0,7810	1,4340	168	1,36	0,95	—	<—60	—	0,28
11	180—194	2,7	27,2	0,7951	1,4389	—	1,51	1,21	—	—58	—	—
12	194—212	2,9	30,1	0,8095	1,4429	—	1,89	1,40	—	—55	67	—
13	212—230	2,8	32,9	0,8161	1,4509	190	2,08	1,50	—	—48	85	—
14	230—250	2,7	35,6	0,8220	1,4541	—	2,44	1,62	—	—38	90	0,67
15	250—270	2,7	38,3	0,8300	1,4592	—	3,15	1,85	—	—32	96	—
16	270—285	2,8	41,1	0,8354	1,4622	232	4,08	2,21	1,06	—21	105	—
17	285—300	2,8	43,9	0,8417	1,4698	—	5,35	2,59	1,19	—19	111	—
18	300—321	2,9	46,8	0,8484	1,4699	—	6,95	2,98	1,47	—13	120	1,12
19	321—340	2,7	49,5	0,8535	1,4735	278	9,00	3,72	1,52	—	126	—
20	340—360	2,8	52,3	0,8603	1,4780	—	12,50	4,64	1,91	—	132	—
21	360—378	2,9	55,2	0,8679	1,4848	—	19,95	6,01	2,18	+6	140	1,30
22	378—400	2,9	58,1	0,8770	1,4877	330	27,39	7,98	2,60	13	150	—
23	400—418	2,9	61,0	0,8820	1,4911	—	—	10,2	3,2	17	162	—
24	418—435	2,9	63,9	0,8910	1,4952	—	—	13,60	3,97	24	180	1,40
25	435—454	3,0	66,9	0,8990	1,5002	296	—	19,40	4,81	28	193	—
26	454—480	2,9	69,8	0,9059	1,5042	—	—	34,44	6,04	32	200	1,45
27	Остаток	30,2	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—

38. Разгонка (ИТК) козловской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %
1	До 28 (газ до C_4)	2,0	2,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	2,2	4,2	0,6413	1,3690	—	—	—	—	—	—	—
3	62—89	2,3	6,5	0,6710	1,3820	—	0,52	—	—	—	—	—
4	89—111	2,3	8,8	0,7061	1,3980	104,1	0,64	—	—	—	—	0,05
5	111—128	2,5	10,3	0,7256	1,4080	110,5	0,76	0,55	—	—	—	0,14
6	128—146	2,5	13,8	0,7445	1,4180	117,2	0,93	0,65	—	—	—	0,16
7	147—166	2,6	16,4	0,7562	1,4255	129,0	1,03	0,75	—	—	—	0,25
8	166—183	2,6	19,0	0,7730	1,4330	143,0	1,28	0,88	—	—64	—	0,31
9	183—199	2,7	21,7	0,7854	1,4390	150,8	1,53	0,91	0,63	—53	—	0,43
10	199—224	2,8	24,5	0,8015	1,4470	159,1	1,98	1,23	0,75	—48	58	0,46
11	224—244	2,7	27,2	0,8126	1,4535	174,4	2,68	1,54	0,87	—35	—	0,59
12	244—260	2,7	29,9	0,8235	1,4600	181,3	3,29	1,86	1,00	—28	98	1,07
13	260—276	2,9	32,8	0,8335	1,4650	190,0	3,98	2,16	1,09	—23	—	1,30
14	276—286	2,8	35,6	0,8483	1,4725	206,1	5,23	2,65	1,27	—17	124	1,60
15	286—296	2,9	38,5	0,8545	1,4770	212,3	6,83	3,21	1,44	—12	—	1,80
16	296—312	2,9	41,4	0,8583	1,4780	233,3	9,63	4,17	1,74	—3	148	1,94
17	312—328	2,9	44,3	0,8652	1,4830	252,5	13,82	5,28	2,10	6	—	2,35
18	328—347	2,9	47,2	0,8768	1,4900	263,5	19,83	6,78	2,42	10	180	2,42
19	347—364	3,0	50,2	0,8848	1,4950	278,5	29,72	9,11	2,98	17	—	2,48
20	364—386	2,9	53,1	0,8890	1,4989	—	—	12,63	3,68	24	—	2,52
21	386—404	3,1	56,2	0,8927	1,5035	—	—	18,08	4,53	28	—	—
22	Остаток	43,8	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

39. Разгонка (ИТК) красноярской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*М*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,7	2,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—37	2,2	4,8	0,6330	1,3580	—	—	—	—	—	—	Следы
3	37—81	2,4	7,2	0,6610	1,3685	85	—	—	—	—	—	—
4	81—97	2,6	9,8	0,6990	1,3872	95	—	—	—	—	—	Следы
5	97—121	2,6	12,4	0,7169	1,3975	110	—	—	—	—	—	—
6	121—136	2,6	15,0	0,7351	1,4065	125	—	—	—	—	—	—
7	136—154	2,7	17,7	0,7507	1,4155	135	0,96	—	—	<—70	—	0,07
8	154—170	2,9	20,6	0,7634	1,4230	140	1,10	—	—	—	—	—
9	170—184	2,9	23,5	0,7785	1,4298	145	1,31	0,94	—	—65	—	0,16
10	184—202	2,8	26,3	0,7903	1,4370	155	1,60	—	—	—	—	—
11	202—221	2,9	29,2	0,8095	1,4468	175	1,92	1,64	—	—51	67	0,30
12	221—238	3,0	32,2	0,8100	1,4488	190	2,40	—	—	—	—	—
13	238—254	2,9	35,1	0,8255	1,4562	200	—	1,78	1,00	—30	98	—
14	254—271	3,1	38,2	0,8360	1,4642	215	—	2,18	1,12	—	—	—
15	271—291	2,9	41,1	0,8484	1,4690	230	—	2,70	1,27	—16	123	0,54
16	291—310	3,0	44,1	0,8530	1,4705	250	—	—	—	—	—	—
17	310—328	3,5	47,6	0,8564	1,4735	270	—	4,61	1,95	—	144	—
18	328—350	3,2	50,8	0,8700	1,4805	295	—	—	—	—	—	—
19	350—370	2,9	53,7	0,8792	1,4872	320	—	—	2,83	13	174	1,78
20	370—392	3,3	57,0	0,8850	1,4945	340	—	—	—	—	—	—
21	392—408	3,3	60,3	0,8925	1,4955	370	—	16,76	4,43	24	192	1,93
22	408—428	3,4	63,7	0,9030	1,5015	400	—	27,00	—	—	—	—
23	428—440	2,3	66,0	0,9107	1,5095	420	—	38,90	7,50	34	216	—
24	440—475	3,0	69,0	0,9119	—	425	—	44,00	8,30	35	222	2,25
25	Остаток	31,0	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

40. Разгонка (ИТК) кулешовской нефти A_3 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,2	2,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,3	4,5	0,6238	1,3620	68	0,39	—	—	—	—	—
3	50—62	2,4	6,9	0,6564	1,3745	71	0,45	—	—	—	—	—
4	62—79	2,6	9,5	0,6852	1,3866	79	0,52	—	—	—	—	—
5	79—94	2,6	12,1	0,7110	1,3984	84	0,61	—	—	—	—	—
6	94—103	2,7	14,8	0,7236	1,4050	92	0,66	—	—	—	—	0,006
7	103—119	2,8	17,6	0,7370	1,4128	100	0,72	0,54	—	—	—	0,01
8	119—130	2,8	20,4	0,7396	1,4152	108	0,78	0,48	—	—	—	0,02
9	130—142	2,8	23,2	0,7576	1,4252	114	0,83	0,63	—	—	—	0,04
10	142—155	2,8	26,0	0,7642	1,4270	128	0,94	0,68	—	—	—	0,04
11	155—167	2,9	28,9	0,7716	1,4324	135	1,07	0,76	—	—	—	0,05
12	167—181	2,9	31,8	0,7810	1,4364	140	1,23	0,84	0,55	<—65	—	0,06
13	181—196	3,0	34,8	0,7920	1,4392	157	1,50	0,98	0,62	—62	—	0,07
14	196—224	3,0	37,8	0,8010	1,4454	171	1,97	1,25	0,72	—49	—	0,11
15	224—236	2,9	40,7	0,8106	1,4480	180	2,59	1,40	0,80	—43	101	0,14
16	236—245	3,0	43,7	0,8124	1,4534	196	2,80	1,62	0,90	—39	—	0,19
17	245—262	3,0	46,7	0,8240	1,4598	207	3,57	1,96	1,03	—32	—	0,34
18	262—281	3,1	49,8	0,8310	1,4638	219	4,80	2,52	1,24	—20	126	0,44
19	281—295	3,1	52,9	0,8380	1,4662	225	6,37	3,10	1,47	—13	—	0,67
20	295—320	3,2	56,1	0,8458	1,4700	242	8,90	3,92	1,67	—8	—	0,70
21	320—340	3,3	59,4	0,8556	1,4772	252	13,00	5,56	2,03	+3	146	0,74
22	340—352	3,3	62,7	0,8679	1,4820	269	21,00	7,26	2,38	11	—	0,73
23	352—365	3,3	66,0	0,8716	1,4850	282	30,95	9,69	3,11	17	—	0,75
24	365—388	2,9	68,9	0,8768	1,4915	—	—	13,10	3,76	23	165	0,78
25	388—400	3,3	72,2	0,8812	—	—	—	14,72	4,20	26	—	0,86
26	Остаток	27,8	100,0	0,9430	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Содержание парафина во фракции № 21—8%, во фракции № 22—16,6%; во фракции № 23—20,4%, во фракции № 24—8,7%; температура плавления его соответственно 38, 45, 51,8 и 55,2 °С.

41. Разгонка (ИТК) кулешовской нефти $А_4$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*М*	ν_{20}, *cст*	ν_{50}, *cст*	ν_{100}, *cст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до $С_4$)	2,6	2,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,3	4,9	0,6355	—	72	0,41	—	—	—	—	0,09
3	50—67	2,4	7,3	0,6529	—	86	0,45	—	—	—	—	0,11
4	67—80	2,5	9,8	0,6794	1,3880	92	0,46	—	—	—	—	0,12
5	80—94	2,6	12,4	0,7023	1,3961	98	0,59	—	—	—	—	0,13
6	94—103	2,6	15,0	0,7175	1,4047	103	0,63	—	—	—	—	0,14
7	103—114	2,7	17,7	0,7281	1,4111	109	0,69	—	—	—	—	0,16
8	114—124	2,7	20,4	0,7351	1,4150	114	0,75	0,57	—	—	—	0,20
9	124—136	2,7	23,1	0,7463	1,4210	122	0,81	0,60	—	—	—	0,24
10	136—145	2,8	25,9	0,7570	1,4280	128	0,86	0,64	—	—	—	0,24
11	145—157	2,8	28,7	0,7612	1,4305	134	0,96	0,74	—	—	—	0,25
12	157—169	2,9	31,6	0,7729	1,4360	139	1,09	0,79	0,52	—	—	0,27
13	169—180	2,9	34,5	0,7789	1,4392	149	1,25	0,84	0,57	<—62	—	0,29
14	180—191	2,9	37,4	0,7881	1,4412	150	1,56	0,97	0,62	—58	—	0,31
15	191—204	2,9	40,3	0,7941	1,4450	170	1,71	1,18	0,68	—50	—	0,33
16	204—224	2,9	43,2	0,8072	1,4500	177	2,10	1,41	0,90	—45	—	0,35
17	224—240	3,5	46,7	0,8126	1,4550	191	2,78	1,62	1,09	—35	—	0,36
18	240—260	3,0	49,7	0,8211	1,4610	200	3,37	1,90	1,11	—29	102	0,39
19	260—277	3,0	52,7	0,8299	1,4650	210	4,38	2,29	1,20	—20	122	0,47
20	277—295	3,0	55,7	0,8343	1,4680	219	5,63	2,87	1,30	—13	—	0,48
21	295—315	3,0	58,7	0,8453	1,4730	227	7,40	3,40	1,60	—6	146	0,53
22	315—326	3,1	61,8	0,8519	1,4780	235	9,95	4,20	1,89	1	—	0,65
23	326—349	3,1	64,9	0,8611	1,4849	288	14,50	5,80	2,20	7	160	0,66
24	349—366	3,2	68,1	0,8711	1,4880	—	—	6,90	2,59	14	—	0,75
25	Остаток	31,9	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

42. Разгонка (ИТК) кулешовской нефти $Д_{III}$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный							
1	До 28 (газ до C_4)	2,8	2,8	—	—	—	—	—	—	—
2	28—61	2,4	5,2	0,6420	1,3680	76	—	—	—	—
3	61—69	2,6	7,8	0,6809	1,3858	89	—	—	—	—
4	69—91	2,7	10,5	0,7140	1,4009	91	0,6	—	—	—
5	91—98	2,7	13,2	0,7208	1,4050	93	0,66	—	—	—
6	98—109	2,9	16,1	0,7357	1,4136	98	0,70	—	—	—
7	109—123	2,8	18,9	0,7414	1,4165	106	0,76	—	—	—
8	123—131	2,9	21,8	0,7458	1,4198	111	0,79	—	—	—
9	131—145	2,9	24,7	0,7612	—	121	0,85	—	—	—
10	145—157	2,9	24,6	0,7612	1,4296	126	0,97	—	—	—
11	157—169	3,0	30,6	0,7702	1,4335	138	1,09	0,79	—	—63
12	169—181	3,0	33,6	0,7750	1,4352	146	1,27	0,88	—	—56
13	181—195	3,1	36,7	0,7786	1,4370	156	1,46	1,00	—	—46
14	195—208	3,1	39,8	0,7857	1,4404	160	1,78	1,15	—	—41
15	208—221	3,3	43,1	0,7938	1,4445	168	2,09	1,31	—	—35
16	221—232	3,1	46,2	0,8139	1,4562	178	2,48	1,51	—	—30
17	232—248	3,1	49,3	0,8177	1,4590	185	3,00	1,72	0,95	—24
18	248—263	3,1	52,4	0,8212	1,4610	192	3,70	2,06	1,07	—18
19	263—276	3,1	55,5	0,8255	1,4628	215	4,50	2,41	1,21	—12
20	276—293	3,1	58,6	0,8289	—	222	5,90	2,87	1,38	—6
21	293—306	3,2	61,8	0,8346	1,4672	230	7,40	3,43	1,55	0
22	306—320	3,2	65,0	0,8479	1,4750	243	9,76	4,31	1,78	4
23	320—339	3,2	68,2	0,8560	1,4800	258	12,41	5,28	2,09	10
24	339—350	3,2	71,4	0,8595	1,4815	270	16,35	6,14	2,42	15
25	350—365	3,2	74,6	0,8630	1,4825	—	—	7,97	2,82	20
26	365—387	3,2	77,8	0,8682	1,4910	—	—	10,56	3,40	25
27	Остаток	22,2	100,0	0,9002	—	—	—	—	—	—

Примечание. Содержание парафина во фракции № 20—0,052%; во фракции № 21—5,5%, во фракции № 22—9,6%, во фракции № 23—14,31%; во фракции № 24—17,4%, во фракции № 25—15,8%.

43. Разгонка (ИТК) лебяжинской нефти $Б_2$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
0	До 28 (газ до C_4)	2,2	2,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	28—56	2,3	4,5	0,6522	1,3740	81	0,49	—	—	—	—	—
2	56—69	2,3	6,8	0,6601	1,3780	88	0,50	—	—	—	—	—
3	69—93	2,5	9,3	0,6984	1,3945	94	0,61	—	—	—	—	0,05
4	93—110	2,6	11,9	0,7231	1,4060	100	0,69	—	—	—	—	0,06
5	110—122	2,3	14,2	0,7384	1,4140	106	0,77	—	—	—	—	0,08
6	122—143	2,6	16,8	0,7518	1,4220	116	0,87	—	—	—	—	0,13
7	143—158	2,7	19,5	0,7639	1,4270	129	1,00	0,71	—	—	—	0,15
8	158—173	2,8	22,3	0,7773	1,4340	138	1,17	0,80	—	—	36	0,22
9	173—188	2,8	25,1	0,7864	1,4400	149	1,37	0,90	0 57	<—65	—	0,23
10	188—204	2,9	28,0	0,7985	1,4450	156	1,78	1,11	0,69	—60	56	0,28
11	204—222	2,9	30,9	0,8120	1,4528	168	2,04	1,25	0,72	—52	—	0,42
12	222—240	2,9	33,8	0,8177	1,4570	182	2,58	1,50	0,88	—40	84	0,54
13	240—252	2,9	36,7	0,8295	1,4620	196	3,19	1,76	0,95	—34	—	0,73
14	252—264	2,9	39,6	0,8403	1,4690	210	3,87	2,00	1,24	—26	106	0,87
15	264—280	3,1	42,7	0,8507	1,4750	224	5,08	2,94	1,27	—19	—	1,33
16	280—300	3,0	45,7	0,8577	1,4775	238	6,97	3,11	1,44	—12	126	1,42
17	300—314	3,1	48,8	0,8634	1,4810	252	9,70	3,92	1,70	—6	—	1,47
18	314—327	3,1	51,9	0,8709	1,4860	268	13,82	4,90	1,92	1	154	1,52
19	327—345	3,1	55,0	0,8783	1,4910	292	18,94	6,30	2,28	7	—	1,86
20	345—357	3,1	55,2	0,8871	1,4950	298	28,04	8,50	2,74	13	172*	—
21	357—376	3,2	61,3	0,8950	1,5018	307	—	11,8	3,42	18	—	—
22	376—398	3,1	64,4	0,9022	1,5062	—	—	16,47	4,30	23	196*	—
23	398—415	3,2	67,6	0,9097	1,5138	—	—	24,90	5,49	29	—	—
24	Остаток	32,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* В открытом тигле.

44. Разгонка (ИТК) михайловской нефти Д$_{II}$ в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %
1	До 28 (газ до C_4)	4,0	4,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—55	2,3	6,3	0,6370	1,3620	80	—	—	—	—	—	0,03
3	55—70	2,5	8,8	0,6804	1,3790	—	—	—	—	—	—	—
4	70—86	2,6	11,4	0,7118	1,3965	—	—	—	—	—	—	—
5	86—96	2,7	14,1	0,7273	1,4005	94	—	—	—	—	—	—
6	96—108	2,8	16,9	0,7372	1,4075	—	—	—	—	—	—	0,05
7	108—122	2,8	19,7	0,7465	1,4150	—	—	—	—	—	—	—
8	122—135	2,7	22,4	0,7534	1,4192	—	—	—	—	—	—	—
9	135—146	2,8	25,2	0,7602	1,4248	122	—	—	—	—	—	0,06
10	146—160	2,9	28,1	0,7666	1,4275	—	—	—	—	—	—	—
11	160—175	3,0	31,1	0,7732	1,4282	—	—	—	—	—	—	—
12	175—188	3,2	34,3	0,7785	1,4305	—	1,19	—	—	—	—	0,10
13	188—198	3,0	37,3	0,7823	1,4320	154	1,49	—	—	<—60	—	—
14	198—212	2,9	40,2	0,7912	1,4398	—	1,69	—	—	—45	63	—
15	212—226	3,0	43,2	0,7997	1,4418	—	2,03	—	—	—35	74	0,30
16	226—243	2,9	46,1	0,8041	1,4469	—	2,39	1,49	—	—28	83	—
17	243—253	3,0	49,1	0,8109	1,4520	195	2,81	1,73	—	—22	98	—
18	253—267	2,9	52,0	0,8155	1,4560	—	3,39	1,99	—	—17	108	0,40
19	267—283	2,9	54,9	0,8238	1,4588	—	4,22	2,35	—	—12	120	—
20	283—299	3,0	57,9	0,8294	1,4605	—	5,09	2,69	1,29	—8	132	—
21	299—312	3,1	61,0	0,8352	1,4642	250	6,93	3,15	1,40	—3	142	—
22	312—328	3,3	64,3	0,8437	1,4708	—	9,29	3,73	1,62	0	152	—
23	328—345	3,2	67,5	0,8519	1,4755	—	—	4,65	2,03	8	163	—
24	345—364	2,9	70,4	0,8601	1,4768	305	—	6,79	2,49	13	173	0,49
25	364—380	3,2	73,6	0,8653	1,4832	—	—	7,83	3,15	18	184	—
26	380—408	3,1	76,7	0,8728	1,4895	—	—	13,80	4,14	23	194	—
27	408—430	3,1	79,8	0,8799	1,4935	—	—	18,60	5,30	29	210	0,73
28	430—465	3,1	82,9	0,8877	1,4960	—	—	30,52	6,88	35	224	—
29	465—495	3,0	85,9	0,8935	1,5000	440	—	—	9,08	43	252	0,99
30	Остаток	14,1	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

45. Разгонка (ИТК) несклодовской нефти C_{IV} в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %
1	До 28 (газ до C_4)	1,3	1,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—61	2,3	3,6	0,6430	1,3720	78	0,45	—	—	—	—	—
3	61—76	2,4	6,0	0,6700	1,3795	86	0,51	—	—	—	—	—
4	76—93	2,5	8,5	0,6930	1,3905	92	0,58	—	—	—	—	—
5	93—105	2,5	11,0	0,7102	1,3992	98	0,65	—	—	—	—	0,0078
6	105—121	2,6	13,6	0,7240	1,4060	105	0,73	—	—	—	—	0,0097
7	121—136	2,6	16,2	0,7408	1,4195	118	0,82	—	—	—	—	0,01
8	136—150	2,7	18,9	0,7510	1,4204	124	0,91	0,67	—	—	—	0,03
9	150—162	2,7	21,6	0,7606	1,4260	133	1,08	0,74	—	—	32	0,06
10	162—175	2,8	24,4	0,7715	1,4325	138	1,20	0,84	—	—	42	0,08
11	175—191	2,8	27,2	0,7808	1,4365	142	1,40	0,93	0,59	—	50	0,12
12	191—204	2,8	30,0	0,7900	1,4415	149	1,65	1,08	0,67	—	60	0,15
13	204—217	2,8	32,8	0,7971	1,4450	158	1,87	1,24	0,73	—46	68	0,17
14	217—233	2,9	35,7	0,8050	1,4485	167	2,30	1,46	0,83	—39	74	0,20
15	233—248	2,9	38,6	0,8215	1,4570	180	2,87	1,70	0,92	—55	94	0,36
16	248—265	2,9	41,5	0,8274	1,4612	188	3,63	2,00	1,03	—29	108	0,55
17	265—282	2,9	44,4	0,8354	1,4665	195	4,56	2,37	1,15	—21	122	0,70
18	282—299	2,9	47,3	0,8409	1,4695	207	5,91	2,87	1,32	—14	135	0,78
19	299—314	2,9	50,2	0,8435	1,4700	218	7,90	3,66	1,55	—7	146	0,80
20	314—332	3,0	53,2	0,8498	1,4735	229	10,34	4,39	1,82	0	160	1,02
21	332—348	3,0	56,2	0,8593	1,4795	241	14,20	5,53	2,10	6	172	1,30
22	Остаток	43,8	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

46. Разгонка (ИТК) новозапрудненской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,2	1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—65	2,3	3,5	0,6503	1,3715	—	0,45	—	—	—	—	—
3	65—84	2,4	5,9	0,6872	1,3885	89	0,53	—	—	—	—	—
4	84—99	2,5	8,4	0,7136	1,4003	96	0,64	—	—	—	—	—
5	99—112	2,5	10,9	0,7271	1,4080	104	0,70	—	—	—	—	—
6	112—128	2,6	13,5	0,7372	1,4130	109	0,78	—	—	—	—	—
7	128—140	2,6	16,1	0,7492	1,4205	121	0,85	—	—	—	—	—
8	140—155	2,6	18,7	0,7595	1,4260	126	0,95	0,69	—	—	—	—
9	155—168	2,6	21,3	0,7701	1,4312	132	1,08	0,77	—	—	—	—
10	168—180	2,7	24,0	0,7792	1,4363	140	1,25	0,87	0,54	—	—	0,01
11	180—198	2,7	26,7	0,7865	1,4405	146	1,44	0,97	0,61	—60	40	0,02
12	198—216	2,8	29,5	0,7965	1,4455	155	1,76	1,15	0,69	—49	52	0,05
13	216—230	2,8	32,3	0,8040	1,4495	167	2,18	1,30	0,77	—42	64	0,10
14	230—246	2,8	35,1	0,8117	1,4535	183	2,57	1,55	0,85	—35	74	0,19
15	246—261	2,8	37,9	0,8304	1,4653	197	3,06	1,75	0,97	—32	88	0,57
16	261—274	2,8	40,7	0,8381	1,4690	208	3,90	2,11	1,10	—27	98	—
17	274—288	2,9	43,6	0,8443	1,4725	222	4,83	2,50	1,20	—18	112	0,82
18	288—302	2,9	46,5	0,8459	1,4730	233	6,29	3,01	1,41	—11	122	0,84
19	302—316	2,9	49,4	0,8500	1,4745	249	8,42	3,75	1,63	—5	132	0,96
20	316—328	2,9	52,3	0,8584	1,4800	256	10,93	4,55	1,86	0	144	0,98
21	328—344	2,9	55,2	0,8697	1,4860	262	15,36	5,80	2,19	8	148	1,12
22	344—358	2,9	58,1	0,8772	1,4902	279	22,06	7,52	2,63	13	156	1,13
23	358—372	3,0	61,1	0,8819	1,4931	284	—	9,93	3,10	19	—	1,44
24	372—388	3,0	64,1	0,8876	1,4985	—	—	13,79	3,81	24	—	1,28
25	388—404	3,0	67,1	0,8942	1,5045	—	—	20,09	4,50	30	—	1,20
26	404—424	2,9	70,2	0,9030	1,5079	—	—	24,70	5,60	32	—	1,07
27	Остаток	30,0	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Содержание парафина во фракции № 20—3,3%; во фракции № 21—4,8%; во фракции № 22—9,9%; во фракции № 23—12,4%; во фракции № 24—12,6%; во фракции № 25—12,2%; во фракции № 26—11,7%; температура плавления его соответственно 45, 51, 55 и 56 °С.

47. Разгонка (ИТК) орлянской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,5	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—75	2,4	3,9	0,6556	1,3790	—	—	—	—	—	—	—
3	75—100	2,5	6,4	0,6966	1,3930	89	0,58	—	—	—	—	0,02
4	100—125	2,6	9,0	0,7231	1,4060	106	0,77	0,57	—	—	—	0,04
5	125—145	2,6	11,6	0,7400	1,4160	121	0,90	0,69	—	—	—	0,08
6	145—164	2,7	14,3	0,7556	1,4240	131	1,09	0,77	0,52	—	—	0,17
7	164—185	2,7	17,0	0,7700	1,4320	143	1,33	0,93	0,58	—61	46	0,22
8	185—204	2,8	19,8	0,7862	1,4390	159	1,73	1,11	0,68	—49	—	0,36
9	204—226	2,8	22,6	0,8055	1,4484	168	2,30	1,37	0,479	—44	—	0,45
10	226—244	2,8	25,4	0,8139	1,4540	182	2,76	1,71	0,91	—36	86	0,61
11	244—264	2,9	28,3	0,8267	1,4610	198	3,63	1,99	1,02	—31	—	1,03
12	264—278	2,9	31,2	0,8424	1,4700	211	4,6	2,39	1,17	—20	114	1,51
13	278—296	3,0	34,2	0,8502	1,4750	222	6,43	2,95	1,36	—13	—	1,66
14	296—314	3,0	37,2	0,8530	1,4760	243	9,24	3,88	1,64	—3	140	1,76
15	314—326	3,0	40,2	0,8612	1,4809	255	12,69	5,02	1,97	4	—	1,84
16	326—345	3,1	43,3	0,8740	1,4874	274	18,56	6,56	2,33	8	164	1,93
17	345—363	3,1	46,4	0,8807	1,4930	285	—	8,40	2,75	16	—	2,00
18	363—380	3,1	49,5	0,8880	1,5008	304	—	11,97	3,44	22	—	2,24
19	380—401	3,2	52,7	0,8968	1,5060	—	—	16,41	4,23	26	—	2,23
20	Остаток	47,3	100,0	0,9702								

Примечание. Содержание парафина во фракции № 13—0,05%; во фракции № 14—0,95%; во фракции № 15—7,86%; во фракции № 16—12,62%; во фракции № 17—13,3%; во фракции № 18—14,2; во фракции № 19—12,85%; температура плавления его соответственно 29,4, 34,4, 42,1, 47,0 и 51,8 °С.

48. Разгонка (ИТК) подгорненской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *ccm*	ν_{50}, *ccm*	ν_{100}, *ccm*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	2,5	2,5	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—58	2,7	5,2	—	1,3702	—	—	—	—	—	—
3	58—80	2,9	8,1	—	1,3835	—	0,48	—	—	—	—
4	80—91	2,9	11,0	—	1,3909	102	0,58	0,44	—	—	—
5	91—114	3,0	14,0	—	1,4070	106	0,67	0,59	—	—	0,004
6	114—130	3,0	17,0	0,7321	1,4122	114	0,77	0,62	—	—	0,01
7	130—148	3,0	20,0	0,7490	1,4211	121	0,93	0,66	—	—	0,03
8	148—165	3,2	23,2	0,7615	1,4282	129	1,06	0,75	—	—	0,06
9	165—183	3,2	26,4	0,7765	1,4352	140	1,32	0,88	0,57	—	—
10	183—199	3,3	29,7	0,7944	1,4410	154	1,53	1,02	0,64	<—58	0,11
11	199—218	3,4	33,1	0,8016	1,4480	163	1,82	1,19	0,70	—52	0,13
12	218—234	3,3	36,4	0,8106	1,4521	168	2,48	1,48	0,83	—41	0,15
13	234—254	3,5	39,9	0,8189	1,4571	185	3,07	1,72	0,93	—34	0,26
14	254—276	3,4	43,3	0,8300	1,4683	197	3,94	2,11	1,12	—24	0,48
15	276—292	3,4	46,7	0,8388	1,4690	212	5,25	2,45	1,30	—15	0,678
16	292—311	3,5	50,2	0,8434	1,4712	235	7,89	3,37	1,54	—7	0,72
17	311—330	3,5	53,7	0,8514	1,4751	263	10,42	4,39	1,83	1	0,82
18	330—352	3,6	57,3	0,8639	1,4827	290	15,54	5,92	2,29	8	1,14
19	352—376	3,6	60,9	0,8722	1,4891	314	—	10,01	2,76	15	—
20	376—397	3,8	64,7	0,8803	1,4917	336	—	11,84	3,59	22	—
21	Остаток	35,3	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

49. Разгонка (ИТК) сидоровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,7	2,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—59	2,2	4,9	—	1,3648	—	0,40	—	—	—	—	—
3	59—82	2,3	7,2	0,6698	1,3820	86,6	0,50	—	—	—	—	0,023
4	82—102	2,5	9,7	0,6972	1,3690	95,4	0,61	—	—	—	—	0,042
5	102—124	2,6	12,3	0,7222	1,4070	105,1	0,76	—	—	—	—	0,044
6	124—142	2,6	14,9	0,7406	1,4170	113,8	0,85	—	—	—	—	0,128
7	142—159	2,7	17,6	0,7538	1,4248	129,3	0,99	—	—	—	—	0,216
8	159—178	2,7	20,3	0,7696	1,4340	138,5	1,10	—	—	—	48	0,352
9	178—196	2,8	23,1	0,7821	1,4398	152,0	1,48	1,01	—	—57	—	0,379
10	196—216	2,8	25,9	0,7927	1,4450	162,0	1,87	1,21	—	—48	74	0,448
11	216—234	3,0	28,9	0,8123	1,4547	177,6	2,55	1,54	—	—43	—	0,501
12	234—250	3,0	31,9	0,8203	1,4590	186,9	2,93	1,65	0,95	—38	96	0,670
13	250—266	3,0	34,9	0,8335	1,4673	202,4	3,83	2,13	1,11	—24	—	1,186
14	266—290	3,0	37,9	0,8458	1,4735	216,3	5,20	2,69	1,29	—17	126	1,592
15	290—305	3,0	40,9	0,8496	1,4750	227,2	7,10	3,33	1,45	—10	—	1,614
16	305—327	3,1	44,0	0,8542	1,4778	242,0	9,63	4,39	1,82	—1	144	1,661
17	327—347	3,1	47,1	0,8656	1,4840	263,8	14,30	5,47	2,10	7	—	1,743
18	347—360	3,1	50,2	0,8776	1,4905	281,7	20,07	7,40	2,31	13	180	1,989
19	360—380	3,1	53,3	0,8847	1,4952	—	—	10,18	3,07	15	—	—
20	380—392	3,2	56,5	0,8894	1,5022	—	—	14,20	3,93	25	210	—
21	392—416	3,3	59,8	0,8980	1,5037	—	—	20,15	4,84	29	—	—
22	Остаток	40,2	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Содержание парафина во фракции № 16—1,3%; во фракции № 17—1,4%; во фракции № 18—1,5%; во фракции № 19—1,62%; во фракции № 20—1,8%; температура плавления его соответственно 31, 28, 45, 48 и 50 °С.

50. Разгонка (ИТК) сосновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,6	1,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—55	2,2	3,8	0,6450	1,3750	—	0,43	—	—	—	—	0,01
3	55—82	2,4	6,2	0,6764	1,3860	82	0,53	—	—	—	—	0,03
4	82—100	2,6	8,8	0,7084	1,3990	103	0,65	—	—	—	—	0,04
5	100—128	2,6	11,4	0,7276	1,4080	117	0,77	0,59	—	—	—	0,05
6	128—149	2,6	14,0	0,7463	1,4190	126	0,90	0,68	—	—	—	0,07
7	149—160	2,7	16,7	0,7610	1,4270	136	1,06	0,77	—	—	—	0,28
8	160—180	2,7	19,4	0,7863	1,4350	148	1,31	0,91	—	—	—	0,39
9	180—195	2,7	22,1	0,7900	1,4420	157	1,62	1,11	0,67	—55	—	0,42
10	195—209	2,8	24,9	0,8013	1,4470	167	2,10	1,28	0,77	—46	—	0,65
11	209—231	2,9	27,8	0,8202	1,4560	176	2,79	1,62	0,88	—37	84	1,00
12	231—246	3,0	30,8	0,8293	1,4620	184	3,51	1,92	0,98	—31	—	1,20
13	246—261	3,0	33,8	0,8412	1,4690	194	4,07	2,16	1,07	—26	112	1,66
14	261—285	3,0	36,8	0,8544	1,4770	201	5,48	2,71	1,28	—17	—	1,83
15	285—304	3,0	39,8	0,8575	1,4775	229	7,83	4,11	1,54	—8	144	—
16	304—320	3,0	42,8	0,8615	1,4810	254	11,16	4,53	1,84	0	—	1,85
17	320—338	3,1	45,9	0,8732	1,4880	269	16,07	5,85	2,18	7	188	1,89
18	338—352	3,1	49,0	0,8857	1,4950	280	23,60	7,74	2,67	12	—	1,97
19	352—366	3,2	52,2	0,8907	1,5000	290	—	10,73	3,25	19	—	2,11
20	366—380	3,2	55,4	0,9002	1,5060	—	—	15,57	4,10	24	—	2,13
21	Остаток	44,6	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

51. Разгонка (ИТК) уваровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,7	2,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,2	4,9	0,6437	1,3691	72	—	—	—	—	—	—
3	50—68	2,2	7,1	0,6579	1,3752	82	0,49	—	—	—	—	—
4	68—85	2,5	9,6	0,6930	1,3909	90	0,58	—	—	—	—	—
5	85—103	2,7	12,3	0,7130	1,4002	102	0,66	—	—	—	—	0,03
6	103—124	2,7	15,0	0,7267	1,4075	110	0,74	—	—	—	—	0,04
7	124—139	2,8	17,8	0,7395	1,4149	116	0,82	—	—	—	14	0,05
8	139—153	2,7	20,5	0,7538	1,4225	121	0,95	—	—	—	—	0,07
9	153—167	2,7	23,2	0,7640	1,4280	130	1,06	0,76	—	—	34	0,10
10	167—180	2,8	26,0	0,7748	1,4342	140	1,22	0,85	0,57	—	—	0,13
11	180—194	2,8	28,8	0,7837	1,4385	150	1,45	0,99	0,62	—56	46	0,16
12	194—207	2,9	31,7	0,7940	1,4439	159	1,68	1,13	0,68	—47	—	0,19
13	207—220	2,9	34,6	0,8063	1,4505	168	2,06	1,31	0,76	—43	78	0,27
14	220—240	3,0	37,6	0,8127	1,4530	175	2,67	1,57	0,88	—37	—	0,34
15	240—254	3,0	40,6	0,8213	1,4583	179	3,32	1,89	0,94	—28	104	0,44
16	254—270	3,0	43,6	0,8319	1,4649	189	4,12	2,20	1,10	—22	—	0,81
17	270—288	3,1	46,7	0,8417	1,4700	211	5,48	2,75	1,38	—15	128	0,94
18	288—304	3,1	49,8	0,8452	1,4715	227	7,26	3,20	1,46	—9	—	1,11
19	304—317	3,1	52,9	0,8493	1,4735	246	9,58	3,98	1,67	—2	142	1,12
20	317—333	3,1	56,0	0,8591	1,4795	279	13,69	5,13	1,97	4	—	1,24
21	333—348	3,2	59,2	0,8669	1,4860	304	19,78	6,70	2,41	9	176	1,38
22	348—363	3,2	62,4	0,8757	1,4900	331	28,85	8,80	3,05	16	—	1,50
23	363—385	3,7	66,1	0,8828	1,4949	—	—	12,1	—	120	182*	1,62
24	Остаток	33,9	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* В открытом тигле.

52. Разгонка (ИТК) хилковской нефти A_4 в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	1,6	1,6	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—58	2,3	3,9	—	1,3735	74	0,44	—	—	—	—
3	58—87	2,5	6,4	—	1,3853	87	0,54	—	—	—	—
4	87—103	2,5	8,9	0,7054	1,3961	96	0,65	—	—	—	0,02
5	103—121	2,6	11,5	0,7212	1,4048	109	0,74	—	—	—	0,03
6	121—137	2,6	14,1	0,7380	1,4140	117	0,85	0,62	—	—	0,04
7	137—154	2,6	16,7	0,7514	1,4215	126	0,96	0,69	—	—	0,09
8	154—167	2,7	19,4	0,7651	1,4290	133	1,10	0,77	0,50	—	0,11
9	167—180	2,8	22,2	0,7764	1,4351	145	1,28	0,88	0,57	—	0,13
10	180—197	2,8	25,0	0,7885	1,4410	151	1,58	1,03	0,64	—55	0,15
11	197—212	2,8	27,8	0,8046	1,4490	169	1,99	1,26	0,74	—46	0,22
12	212—228	2,8	30,6	0,8098	1,4520	183	2,32	1,46	0,79	—40	0,25
13	228—242	2,8	33,4	0,8183	1,4570	194	2,97	1,72	0,93	—30	0,41
14	242—260	2,8	36,2	0,8263	1,4618	208	3,64	2,08	1,06	—26	0,65
15	260—278	2,9	39,1	0,8386	1,4685	224	4,69	2,38	1,18	—17	0,95
16	278—296	2,9	42,0	0,8436	1,4710	234	6,09	2,98	1,39	—10	1,01
17	296—312	3,0	45,0	0,8446	1,4720	250	8,22	3,73	1,67	—4	1,03
18	312—329	3,0	48,0	0,8508	1,4751	261	11,12	4,63	1,89	2	1,11
19	329—345	3,0	51,0	0,8626	1,4821	284	15,2	5,91	2,21	9	1,32
20	345—361	3,1	54,1	0,8708	1,4862	289	21,91	7,63	2,65	15	1,51
21	361—380	3,0	57,1	0,8802	1,4918	—	—	10,14	3,19	20	—
22	380—397	3,1	60,2	0,8864	1,4980	—	—	14,17	3,96	25	—
23	Остаток	39,8	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

53. Разгонка (ИТК) чеховской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %
1	До 28 (газ до C_4)	3,1	3,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—47	2,3	5,4	0,6371	1,3645	73	—	—	—	—	—	—
3	47—57	2,4	7,8	0,6457	1,3683	—	0,42	—	—	—	—	—
4	57—67	2,5	10,3	0,6665	1,3753	80	0,50	—	—	—	—	—
5	67—90	2,6	12,9	0,7024	1,3902	—	0,56	—	—	—	—	—
6	90—101	2,7	15,6	0,7127	1,4000	93	0,66	—	—	—	—	—
7	101—117	2,8	18,4	0,7263	1,4080	—	0,75	0,55	—	—	—	—
8	117—128	2,8	21,2	0,7400	1,4145	124	0,79	0,59	—	—	—	—
9	128—142	2,8	24,0	0,7488	1,4208	—	0,87	0,63	0,44	—	—	—
10	142—152	2,9	26,9	0,7598	1,4260	134	0,97	0,70	0,48	—	29	—
11	152—162	2,9	29,8	0,7680	1,4305	—	1,05	0,73	0,50	—	—	—
12	162—175	2,9	32,7	0,7773	1,4350	146	1,19	0,82	0,54	—	47	0,01
13	175—186	2,9	35,6	0,7811	1,4395	—	1,38	0,91	0,59	—	—	0,02
14	186—204	2,9	38,5	0,7928	1,4432	161	1,65	1,08	0,66	<—60	70	0,03
15	204—218	2,9	41,4	0,8033	1,4480	—	1,89	1,19	0,72	—54	—	0,05
16	218—230	3,0	44,4	0,8102	1,4502	185	2,39	1,42	0,84	—45	—	0,08
17	230—248	3,0	47,4	0,8116	1,4540	—	3,00	1,71	0,93	—38	106	0,10
18	248—261	3,0	50,4	0,8262	1,4600	208	3,69	1,95	1,03	—33	116	0,19
19	261—276	3,0	53,4	0,8311	1,4660	—	4,60	2,35	1,17	—24	—	0,27
20	276—294	3,1	56,5	0,8412	1,4688	236	6,17	2,87	1,35	—16	138	0,36
21	294—308	3,1	59,6	0,8465	1,4710	—	8,24	3,55	1,56	—10	—	0,41
22	308—328	3,1	62,7	0,8504	1,4732	256	11,66	4,60	1,87	—3	—	0,56
23	328—342	3,1	65,8	0,8619	1,4800	—	16,18	5,42	2,22	4	165	0,79
24	342—358	3,2	69,0	0,8708	1,4855	310	24,63	7,89	2,67	10	—	0,85
25	358—378	3,2	72,2	0,8760	1,4882	—	—	10,46	3,22	16	204	0,89
26	378—401	3,2	75,4	0,8799	1,4923	354	—	15,36	4,01	19	—	—
27	Остаток	24,6	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

54. Разгонка (ИТК) чубовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный						застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,8	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—58	2,0	3,8	0,6466	—	0,43	—	—	—	—	—
3	58—92	3,0	6,8	0,6858	—	0,56	—	—	—	—	0,01
4	92—115	2,5	9,3	0,7180	—	0,84	—	—	—	—	0,01
5	115—133	2,6	11,9	0,7350	122	0,87	—	—	—	—	0,02
6	133—153	2,6	14,5	0,7540	131	0,93	—	—	—	—	0,04
7	153—171	2,7	17,2	0,7680	138	1,08	—	—	—	—	0,13
8	171—188	2,7	19,9	0,7854	150	1,36	—	—	—	—	0,29
9	188—205	2,4	22,3	0,7992	160	1,68	—	—	—	—	0,46
10	205—230	2,9	25,2	0,8156	178	2,24	—	—	—	—	0,75
11	230—240	3,0	28,2	0,8202	186	2,76	1,62	—	—43	—	1,21
12	240—250	3,0	31,2	0,8432	202	3,70	1,96	—	—35	—	1,72
13	250—265	3,0	34,2	0,8584	218	4,80	2,40	—	—27	115	2,23
14	265—290	2,9	37,1	0,8612	231	6,40	3,0	—	—19	—	2,37
15	290—298	3,0	40,1	0,8646	242	8,76	3,30	—	—11	154	2,44
16	298—320	3,1	43,2	0,8694	252	11,92	4,80	1,90	—3	—	2,49
17	320—335	3,1	46,3	0,8820	259	17,52	6,30	2,24	4	224	2,60
18	335—345	3,1	49,4	0,8910	272	24,86	8,00	2,60	9	—	2,66
19	345—355	3,2	52,6	0,8976	286	34,30	10,00	3,07	14	275	2,68
20	355—375	3,1	55,7	0,9050	—	—	13,48	3,83	19	—	2,71
21	375—392	3,2	58,9	0,9078	—	—	17,52	4,48	23	—	—
22	Остаток	41,1	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

55. Характеристика дистиллятов и остатков, полученных при однократном испарении нефтей

Температура однократного испарения, °C	Дистиллят: выход (на нефть), %	Дистиллят: ρ_4^{20}	Дистиллят: M	Фракционный состав: н. к.	Фракционный состав: 10%	Фракционный состав: 50%	Фракционный состав: 90%	Фракционный состав: к. к.	Остаток: выход (на нефть), %	Остаток: ρ_4^{20}
Алакаевская нефть A_4										
125	4,3	—	96	—	—	—	—	—	95,7	0,8631
150	9,8	0,7116	105	63	72	113	188	193	90,2	0,8720
175	15,78	0,7296	119	66	85	128	207	220	84,22	0,8832
200	21,7	0,7394	127	70	90	146	235	260	79,3	0,8912
225	28,7	0,7510	138	68	94	160	257	289	71,3	0,8998
250	36,2	0,7580	143	72	98	176	279	300	63,8	0,9084
275	44,3	0,7774	155	75	102	195	307	345	55,7	0,9190
300	50,1	0,7883	163	85	110	210	330	355	49,9	0,9280
325	56,7	0,7923	167	87	124	242	—	—	43,3	—
350	61,1	0,8060	178	90	118	245	—	—	38,9	—
375	71,3	—	188	95	120	256	—	—	28,7	—
Бариновская нефть										
100	6,5	0,7120	—	—	—	—	—	—	93,5	0,8200
125	12,5	0,7160	—	—	—	—	—	—	87,5	0,8270
150	21,0	0,7230	—	—	—	—	—	—	79,0	0,8380
175	30,0	0,7820	—	—	—	—	—	—	70,0	0,8490
200	40,0	0,7420	—	—	—	—	—	—	60,0	0,8530
225	50,0	0,7550	—	—	—	—	—	—	50,0	0,8620
250	59,0	0,7650	—	—	—	—	—	—	41,0	0,8670
275	68,0	0,7740	—	—	—	—	—	—	32,0	0,8800
300	75,5	0,7800	—	—	—	—	—	—	24,5	0,8950
325	82,5	0,7900	—	—	—	—	—	—	17,5	0,9050
350	90,0	0,7980	—	—	—	—	—	—	10,0	0,9200
Дмитриевская нефть $Д_{II}$										
100	4,0	0,6826	90	36	49	76	150	156	96,0	0,8514
150	13,7	0,6998	107	42	58	100	191	202	86,3	0,8664
175	19,7	0,7142	115	46	66	120	216	231	80,3	0,8762
200	27,3	0,7258	124	46	67	127	220	266	72,7	0,8886
225	34,0	0,7400	132	48	75	145	244	290	66,0	0,8986
250	42,0	0,7522	140	52	85	165	273	292	58,0	0,9088
275	48,4	0,7620	148	54	89	179	299	341	51,6	0,9180
300	55,1	0,7722	156	55	90	192	316	358	44,9	0,9260
325	61,5	0,7798	163	55	100	210	350	—	38,5	0,9350
350	68,6	0,7876	172	56	103	224	—	—	31,4	0,9440
375	76,8	0,7946	182	58	107	234	—	—	23,2	0,9642
Козловская нефть A_4										
100	1,5	—	—	—	—	—	—	—	98,5	0,8780
125	3,9	0,6993	—	—	—	—	—	—	96,1	0,8810
150	7,8	0,7124	—	—	—	—	—	—	92,2	0,8900
175	11,6	0,7271	—	58	83	127	195	230	88,4	0,8930

Температура однократного испарения, °С	Дистиллят								Остаток	
	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	*M*	Фракционный состав					Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.		
200	19,6	0,7402	—	61	82	142	235	271	80,4	0,9090
225	25,7	0,7505	—	62	89	162	259	300	74,3	0,9210
250	30,1	0,7671	—	64	88	168	272	302	69,9	0,9220
275	36,2	0,7818	—	82	114	200	310	347	63,8	0,9280
300	40,2	0,7882	—	85	118	230	323	—	59,0	0,9340
325	46,7	0,8010	—	91	120	233	348	—	53,3	0,9460
350	52,4	0,8136	—	102	122	248	—	—	47,6	0,9500
375	64,8	0,8202	—	108	124	266	—	—	35,2	0,9580
Кулешовская нефть $А_3$										
100	8,5	0,7284	114	63	79	117	175	193	91,5	0,8474
125	13,1	0,7340	118	65	86	119	184	221	86,9	0,8540
150	28,4	0,7420	119	65	86	124	198	230	76,6	0,8670
175	31,0	0,7490	125	66	86	136	216	241	69,0	0,8760
200	38,5	0,7570	128	67	92	155	243	276	61,5	0,8850
225	45,1	0,7642	131	67	93	161	266	295	54,9	0,8920
250	52,4	0,7744	146	68	94	170	286	310 (96%)	47,6	0,9030
275	59,2	0,7800	152	69	101	183	305	315 (95%)	40,8	0,9122
300	67,0	0,7900	156	78	101	202	332	—	33,0	0,9200
325	72,0	0,8012	165	83	—	—	—	—	28,0	0,9270
350	81,3	0,8090	175	84	—	—	—	—	18,7	—
375	86,5	0,8130	186	89	—	—	—	—	13,5	—
Лебяжинская нефть $Б_2$										
100	2,8	0,6743	68	—	—	—	—	—	97,2	0,8612
125	6,1	0,6900	93	—	—	—	—	—	93,9	0,8681
150	10,8	0,7134	105	—	—	—	—	—	89,2	0,8760
175	17,1	0,7329	112	—	—	—	—	—	82,9	0,8850
200	22,3	0,7620	119	—	—	—	—	—	77,7	0,8900
225	26,2	0,7741	126	—	—	—	—	—	73,8	0,8972
250	32,6	0,7865	140	—	—	—	—	—	67,4	0,9112
275	40,6	0,7911	151	—	—	—	—	—	59,4	0,9236
300	49,0	0,8050	164	—	—	—	—	—	51,0	0,9303
325	57,3	0,8146	168	—	—	—	—	—	42,7	0,9360
350	68,6	0,8210	178	—	—	—	—	—	31,4	0,9504
375	74,4	0,8271	187	—	—	—	—	—	25,6	0,9650
Неклюдовская нефть C_{IV}										
100	4,7	0,6730	95	—	—	—	—	—	95,3	0,8250
125	10,7	0,6830	102	—	—	—	—	—	89,3	0,8430
150	13,6	0,6990	108	52	80	112	183	209	86,4	0,8490
175	17,4	0,7150	115	53	83	121	200	225	82,6	0,8560
200	23,9	0,7320	127	56	89	132	215	265	76,1	0,8670
225	34,7	0,7480	142	58	92	150	247	287	65,3	0,8810
250	41,9	0,7560	146	59	95	166	270	307	58,1	0,8870
275	51,4	0,7650	151	60	97	185	303	328	48,6	0,9020
300	59,0	0,7780	154	61	100	202	323	339	41,0	0,9100
325	62,9	0,7880	159	63	105	217	344	363	36,1	0,9180

Температура однократного испарения, °С	Дистиллят								Остаток	
	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав					выход (на нефть), %	ρ_4^{20}
				н. к.	10%	50%	90%	н. к.		
350	73,3	0,7960	169	64	112	230	365 (88%)	—	26,7	0,9260
375	77,7	0,7990	175	66	118	242	365 (88%)	—	22,3	0,9360
Новозапрудненская нефть										
100	1,9	0,6800	94	—	—	—	—	—	98,1	0,8459
125	6,0	0,6880	96	—	—	—	—	—	94,0	0,8539
150	11,6	0,7020	104	42	60	103	196	197	88,4	0,8622
175	16,0	0,7190	107	50	70	115	205	220	84,0	0,8728
200	23,9	0,7350	119	53	76	128	212	243	76,1	0,8817
225	32,0	0,7530	132	54	86	167	244	286	68,0	0,8959
250	39,5	0,7612	138	55	90	172	265	297	60,5	0,9050
275	46,4	0,7691	145	56	95	182	297	326	53,6	0,9190
300	53,9	0,7820	158	60	99	200	321	350	46,1	0,9232
325	61,5	0,7900	160	62	105	214	343	—	38,5	0,9286
350	68,2	0,7980	166	62	107	230	—	—	31,8	0,9590
375	75,2	0,8082	174	62	110	242	—	—	24,8	—
Подгорненская нефть										
100	4,9	0,7144	111	—	—	—	—	—	95,1	0,8455
150	13,8	0,7285	122	—	—	—	—	—	86,2	0,8610
200	32,7	0,7554	148	66	94	162	250	279	67,3	0,8869
250	46,7	0,7744	161	68	104	186	295	344	53,3	0,8980
300	62,5	0,7911	166	72	106	217	352	360	37,5	0,9160
350	76,0	0,8104	—	78	127	252	—	360 (95%)	24,0	0,9280
Сидоровская нефть										
100	3,2	0,6500	—	—	—	—	—	—	96,8	0,8710
150	11,8	0,6922	—	—	—	—	—	—	88,2	0,8883
200	24,3	0,7300	—	—	—	—	—	—	75,7	0,9041
250	35,2	0,7672	—	—	—	—	—	—	64,8	0,9280
300	48,5	0,7850	—	—	—	—	—	—	51,5	0,9380
350	60,1	0,8044	—	—	—	—	—	—	39,9	0,9492
Сосновская нефть										
100	6,5	0,7033	95	—	—	—	—	—	93,5	0,8850
150	13,0	0,7178	106	56	78	118	198	222	87,0	0,8960
200	24,5	0,7503	120	61	81	147	231	270	75,5	0,9162
225	29,5	0,7610	124	70	102	170	257	293	70,5	0,9244
250	33,4	0,7728	131	75	106	184	288	310	66,6	0,9300
275	39,4	0,7842	139	77	116	197	304	332	60,6	0,9396
300	46,0	0,7943	146	85	121	225	345	355	54,0	0,9490
325	54,9	0,8119	163	88	123	240	363	—	45,1	0,9600
350	59,0	0,8171	170	89	129	256	—	—	41,0	—

Температура однократного испарения, °C	Дистиллят: выход (на нефть), %	Дистиллят: ρ_4^{20}	Дистиллят: M	Фракционный состав: н. к.	10%	50%	90%	к. к.	Остаток: выход (на нефть), %	Остаток: ρ_4^{20}
Уваровская нефть										
100	2,0	—	—	—	—	—	—	—	98,0	0,8414
125	4,2	0,7175	—	—	—	—	—	—	95,8	0,8465
150	11,7	0,7257	116	—	—	—	—	—	88,3	0,8600
175	20,4	0,7411	121	—	—	—	—	—	79,6	0,8690
200	31,0	0,7480	126	55	74	150	240	260	69,0	0,8850
225	34,4	0,7520	133	55	74	162	259	271	65,6	0,8910
250	43,1	0,7580	144	62	88	176	—	278	56,9	0,8980
275	49,7	0,7720	153	62	100	193	312	339	50,3	0,9060
300	58,4	0,7840	162	60	100	206	343	350	41,6	0,9150
325	65,3	0,7930	167	56	104	215	360	—	34,7	—
350	73,1	0,7970	173	49	104	228	360 (88%)	—	26,9	—
375	82,7	—	186	—	—	—	—	—	7,3	—
Чеховская нефть										
100	8,2	0,6974	104	45	65	90	144	202	91,8	0,8330
125	16,2	0,6995	108	48	72	105	162	217	83,8	0,8442
150	25,2	0,7240	116	52	75	120	214	247	74,8	0,8550
175	36,0	0,7363	125	54	82	136	224	254	64,0	0,8674
200	46,3	0,7474	135	55	85	154	254	281	53,7	0,8770
225	53,2	0,7574	139	56	98	169	178	332	46,8	0,8880
250	59,5	0,7692	145	62	99	181	311	365	40,5	0,8953
275	67,5	0,7782	155	65	104	198	334	—	32,5	0,9024
300	71,6	0,7891	168	68	109	206	358	—	28,4	0,9118
325	77,3	0,7941	180	77	120	218	367	—	22,7	0,9132
350	83,0	0,8050	194	80	122	239	379	—	17,0	0,9258
Чубовская нефть										
150	10,7	0,7004	108	46	67	108	186	211	89,3	0,9066
175	13,3	0,7178	112	49	69	122	207	233	86,7	0,9142
200	18,4	0,7336	118	54	76	134	226	256	81,6	0,9244
225	23,5	0,7440	124	49	81	151	249	296	76,5	0,9330
250	28,7	0,7590	133	69	108	165	272	303	71,3	0,9420
275	34,0	0,7718	140	65	99	184	290	347	66,0	0,9512
300	40,0	0,7816	148	68	109	195	310	353	60,0	0,9650
325	44,4	0,7920	154	75	110	216	240	—	55,5	0,9716
350	51,3	0,8010	167	76	108	233	345	—	48,7	0,9818
375	58,4	0,8136	175	65	108	250	350	—	41,6	0,9918

II. НЕФТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

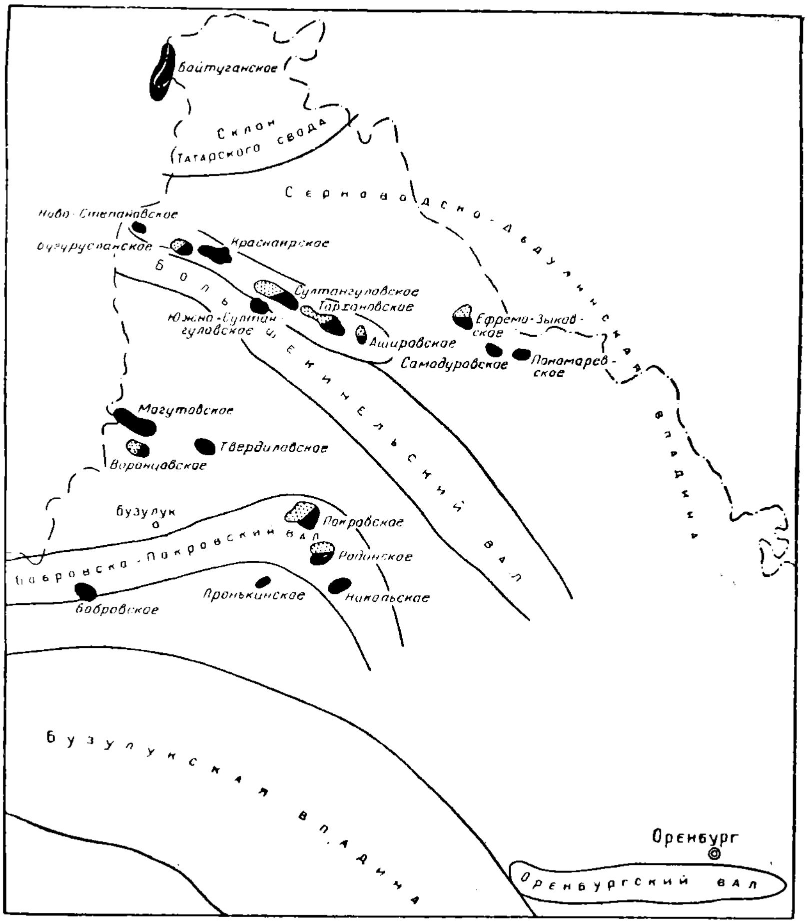

Рис. 2. Схема размещения нефтяных месторождений Оренбургской области.

Нефтегазоносность Оренбургской области связана с каменноугольными, девонскими и пермскими отложениями. Основные запасы нефти приурочены к каменноугольным отложениям. Запасы девонских отложений составляют около 20, а пермских — около 5% от общих промышленных запасов нефти всей области.

До 1969 г. было открыто свыше 40 нефтяных и нефтегазоносных месторождений, а также 15 чисто газовых. Самым крупным нефтяным месторождением на территории области является Покровское.

В тектоническом отношении территория Оренбургской области разбита на следующие основные элементы: восточная часть Жигулевско-Оренбургского свода, Серноводско-Абдулинская впадина, Южный склон Татарского свода, Бузулукская впадина и Предуральский прогиб.

Жигулевско-Оренбургский свод с северо-запада на юго-восток пересекается Камско-Кинельской впадиной, выраженной только в отложениях нижнего отдела каменноугольной системы и верхнего девона. На южном борту этой впадины выделяется молодой Бобровско-Покровский вал. В южной части области Жигулевско-Оренбургский свод ограничен Бузулукской впадиной, которая, ступенчато погружаясь к югу, переходит в огромную Прикаспийскую впадину, расположенную главным образом на территории Казахской ССР.

Юго-восточная часть Оренбургского свода изучена недостаточно. Здесь проведен небольшой объем геофизических и буровых работ. Поэтому границы юго-восточной части свода остаются невыясненными, так же, как южное продолжение Бобровско-Покровского вала и Камско-Кинельской впадины. Небольшим объемом проведенных буровых работ и геофизических исследований в этой части области выделены Оренбургский вал и Соль-Илецкий выступ. На Оренбургском валу открыто крупное газовое месторождение — Краснохолмское.

Большое значение в формировании нефтяных и газовых залежей области имеют такие крупные тектонические элементы, как Бобровско-Покровский вал и его склон, Камско-Кинельская впадина, Серноводско-Абдулинская впадина и южный склон Татарского свода. В юго-западной части Серноводско-Абдулинской впадины выделяется крупный Большекинельский вал, протягивающийся с северо-запада на юго-восток.

За последние 5—6 лет открыт целый ряд новых нефтяных месторождений, расположенных на указанных элементах. К ним относятся Никольское, Пронькинское, Бобровское, Родинское (Бобровско-Покровский вал), Воронцовское (Камско-Кинельская впадина) и Пономаревское (Серноводско-Абдулинская впадина).

Для исследования брались нефти различных стратиграфических подразделений) девонских, каменноугольных и пермских отложений) и прежде всего нефти тех месторождений и залежей, которые имеют наибольшие запасы.

Большое число исследований нефти было проведено по месторождениям Большекинельского вала — Красноярскому, Султангуловскому, Тархановскому, Ашировскому, не имеющим большого промышленного значения, однако на них впервые были открыты залежи нефти в девонских и каменноугольных отложениях.

Все указанные нефти являются в основном сернистыми и высокосернистыми. Содержание серы в большинстве из них составляет от 1,3% и выше и доходит в некоторых нефтях до 5,0% (красноярская и родинская нефти); при

этом содержание смол силикагелевых колеблется от 8 до 25%. Отличаются в этом отношении нефти таких вновь открытых месторождений, как Никольское, Бобровское окского надгоризонта и Пономаревское. В них содержание серы лежит в пределах от 0,8 до 1,1%, а смол силикагелевых не превышает 5,0%. Содержание парафина во всех нефтях колеблется в пределах от 2 до 6%.

Таким образом, с появлением новых месторождений изменилось ранее существовавшее мнение, что на территории Оренбургской области в основном добываются только высокосернистые и смолистые нефти и было отмечено появление нефтей лучшего качества. Для всех исследованных нефтей выход светлых нефтепродуктов колеблется в больших пределах и составляет от 12 до 38% (фракции до 200 °С) и от 27 до 65% (фракции до 350 °С).

Бензиновые дистилляты из исследованных нефтей отличаются невысокими октановыми числами. Фракция 28—200 °С характеризуется октановым числом 34—48 в чистом виде и содержанием серы лежащим в пределах от 0,006 до 0,3%, за исключением аналогичной фракции, выделенной из бугурусланской нефти верхнепермских отложений, в которой содержание серы намного выше — 0,92%. Таким образом, бензиновые фракции из всех рассматриваемых нефтей являются лишь компонентами автомобильных бензинов.

Легкие керосиновые дистилляты при температуре начала кристаллизации —60 °С из большинства нефтей обладают завышенным содержанием общей или меркаптановой серы. Керосиновые дистилляты, полученные из пронькинской (турнейского и башкирского ярусов), бобровской, покровской, твердиловской и тархановской нефтей по высоте некоптящего пламени (20—23 *мм*) отвечают требованиям ГОСТ на осветительные керосины. Аналогичные керосиновые фракции, выделенные из остальных нефтей, имеют высоту некоптящего пламени ниже 20 *мм*.

Содержание серы в рассматриваемых фракциях всех нефтей выше требований, предъявляемых техническими нормами.

Дизельные топлива и их компоненты разного фракционного состава имеют цетановые числа порядка 50—61 и температуру застывания, отвечающую требованиям ГОСТ на летние сорта топлив. Содержание серы в некоторых дизельных дистиллятах ряда нефтей очень высокое и достигает 1,7—2,3%. Для получения топлив кондиционных качеств необходима специальная очистка. После карбамидной депарафинизации фракции 240—350 °С из таких нефтей, как никольская, пронькинская (турнейского и башкирского ярусов), бобровская, родинская, пономаревская, могут бытъ получены компоненты зимних и арктических дизельных топлив с температурой застывания —58÷—60 °С.

Из большинства нефтей области можно получить топочные мазуты марок 40, 100 и 200. Из родинской, пономаревской, султангуловской и байтуганской нефтей могут быть получены также флотские мазуты марок Ф-5 и Ф-12.

Суммарное потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел с индексом вязкости 85 и выше составляет 12—27%. Поэтому самое низкое содержание базовых масел (12%) — в бобровской нефти угленосного горизонта и самое большое (27%) — в пономаревской и султангуловской нефтях.

Нефть	Тектонический элемент	Горизонт, надгоризонт, свита, ярус, пласт	Глубина перфорации, м	№ скважины
Никольская	Бобровско-Покровский вал и его склон	Угленосный горизонт	—	216
Никольская		Бобриковский горизонт	2989—2382	216
Пронькинская		Турнейский ярус	2490—2444	30
Пронькинская		Башкирский ярус	1820—1800	38
Бобровская		Угленосный горизонт	2716—2714	54
Бобровская		Окский надгоризонт	2494—2487	71
Родинская		Турнейский ярус	2398—2392	210
Родинская		Верейский горизонт	1775—1766	212
Родинская		Угленосный горизонт	2384—2387	200
Покровская		Турнейский ярус	2828—2818	103
Покровская		Бобриковский горизонт	2355—2345	100
Твердиловская	Камско-Кинельская впадина	Турнейский ярус	2828—2818	3
Воронцовская		Пашийский горизонт	3220	150
Могутовская		Башкирский ярус	1752—1740	101
Пономаревская	Серноводско-Абдулинская впадина	Пашийский горизонт	2281—2269	141
Самодуровская		Турнейский ярус	—	120
Ефремозыковская		Фаменский ярус	—	9
Ефремозыковская		Турнейский ярус	—	7
Ашировская		Девонский пласт $Д_{IV}$	—	—
Тархановская		Турнейский ярус	—	—
Султангуловская		Пашийский горизонт	—	—
Красноярская		Турнейский ярус	1600	37
Красноярская		Артинский ярус	—	43
Бугурусланская		Верхнепермские отложения	—	—
Новостепановская		Калиновская свита	—	—
Байтуганская	Южный склон Татарского свода	Угленосный горизонт	—	79
Байтуганская		Турнейский ярус	—	45

ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °C		Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
				с обработкой	без обработки		при 38° C	при 50 °C
0,8257	174	5,60	3,63	—50	—10	< —35	714	1029
0,8240	189	4,39	2,58	—53	—26	То же	355	380
0,8228	236	6,58	3,08	—50	3	—18	359	386
0,8504	239	14,29	6,32	—32	—10	< —35	280	341
0,8112	236	4,69	2,64	—45	—32	То же	406	436
0,8324	220	7,87	3,37	—21	—12	» »	217	221
0,8573	227	10,23	4,87	—26	0	—30	217	309
0,8678	295	29,03	11,29	—56	—8	—27	263	352
0,9331	440	—	35,81	5	16	—	—	—
0,8477	291	11,16	4,87	—31	—3	< —35	—	543
0,8530	292	13,68	4,46	—18	0	То же	335	443
0,8322	236	10,08	3,98	—15	—8	» »	451	595
0,8748	237	17,21	6,98	—24	—8	0	30	40
0,8967	326	57,41	18,16	—28	—25	< —35	—	200
0,8416	230	11,95	5,13	—56	—15	То же	216	301
0,8726	298	16,66	6,72	—31	—14	» »	103	178
0,8680	276	—	5,77	—41	—	» »	—	—
0,8825	296	—	9,22	—35	—	» »	—	—
0,8088	217	4,27	2,34	—25	—	—10	—	—
0,8795	335	27,60	10,60	—42	—3	< —30	655	—
0,8885	—	40,09	14,36	—27	—18	—15	291	—
0,8661	247	34,26	7,29	—40	3	—25	223	—
0,9300	320	341,0	51,23	—33	—15	—21	32	234
0,8928	—	32,50	10,90	<—35	—	—10	—	—
0,8635	—	11,60	8,70	—20	—	—16	—	—
0,8890	276	34,63	11,90	—27	—14	—25	—	—
0,8931	287	47,74	14,52	—40	—16	—25	—	—

Нефть	Горизонт, надгоризонт, свита, ярус, пласт	Парафин	
		содержание, %	температура плавления, °C
Никольская	Угленосный горизонт	4,5	50
Никольская	Бобриковский горизонт	3,1	51
Пронькинская	Турнейский ярус	2,68	56
Пронькинская	Башкирский ярус	4,50	50
Бобровская	Угленосный горизонт	1,86	56
Бобровская	Окский надгоризонт	3,67	54
Родинская	Турнейский ярус	2,45	56
Родинская	Верейский горизонт	3,80	51
Родинская	Угленосный горизонт	3,72	55
Покровская	Турнейский ярус	4,62	52
Покровская	Бобриковский горизонт	6,82	49
Твердиловская	Турнейский ярус	4,80	54
Воронцовская	Пашийский горизонт	6,20	47
Могутовская	Башкирский ярус	3,96	55
Пономаревская	Пашийский горизонт	4,28	50
Самодуровская	Турнейский ярус	5,40	51
Ефремозыковская	Фаменский ярус	4,67	54
Ефремозыковская	Турнейский ярус	5,35	55
Ашировская	Девонский пласт $Д_{IV}$	3,85	51
Тархановская	Турнейский ярус	4,60	53
Султангуловская	Пашийский горизонт	7,08	54
Красноярская	Турнейский ярус	5,46	52
Красноярская	Артинский ярус	4,40	52
Бугурусланская	Верхнепермские отложения	3,90	51
Новостепановская	Калиновская свита	5,60	49
Байтуганская	Угленосный горизонт	5,30	50
Байтуганская	Турнейский ярус	4,20	53

* Разгонка по ГОСТ 2177—66.

Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200° С	до 350° С
0,96	0,06	12	2,87	0,66	1,91	0,002	0,024	33,7	62,9
0,80	0,08	12	7,80	0,20	1,40	0,019	0,020	36,8	65,0
1,45	0,06	13	7,35	0,51	1,69	0,008	0,050	29,6	58,0
2,10	0,11	26	11,60	2,70	4,22	0,035	0,100	28,4	52,4
0,95	0,10	16	4,69	1,81	2,92	—	0,021	36,8	64,0
1,70	0,08	20	8,90	1,28	2,45	0,045	0,300	37,9	65,7
1,95	0,17	32	14,90	2,00	3,96	0,084	0,130	28,1	52,6
1,68	0,12	36	20,00	6,00	6,98	0,016	0,070	24,0	44,8
4,87	0,60	>60	24,80	24,00	14,00	0,200	0,230	12,4	27,2
2,08	0,14	26	—	2,40	4,00	0,050	0,200	28,0	52,0* (до 300° С)
2,20	0,14	42	9,63	3,00	4,42	0,040	0,150	27,0	51,0
1,72	0,08	18	12,98	0,93	2,09	—	0,030	31,2	55,2
1,30	0,15	28	7,80	1,90	4,33	0,012	0,025	22,0	52,6
3,00	0,28	>60	21,13	7,15	7,10	—	0,096	16,8	38,6
1,14	0,11	20	9,02	1,02	3,27	0,006	0,270	26,8	55,5
2,14	0,15	22	14,11	3,84	5,62	0,090	0,590	28,0*	48,0* (до 300° С)
2,02	0,22	33	15,52	2,91	4,70	—	0,350	25,0*	46,0* (до 300° С)
2,35	0,23	48	17,10	4,77	5,93	—	0,370	23,0*	46,0* (до 300° С)
0,48	0,02	7	4,80	Следы	0,86	—	0,140	34,6	66,9
2,96	0,20	43	17,60	4,15	6,62	—	0,210	16,0	37,0
2,02	0,31	50	20,54	4,96	7,24	—	0,130	16,2	38,0
2,55	0,16	34	11,48	3,18	5,46	—	0,180	20,4	47,0
4,60	0,26	42	20,72	6,16	9,33	—	0,250	16,0*	44,0*
2,70	—	45	—	1,51	6,20	—	0,100	19,0	34,6
2,70	0,22	40	—	1,67	4,39	—	0,350	26,6	45,7
2,80	0,15	36	13,17	4,70	5,84	—	0,190	18,4	36,0
3,20	0,28	>50	21,10	4,50	7,05	—	0,110	18,0	35,0

57. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Никольская угленосного горизонта	39	17	22	25	28	32	36	40	44	46	53	57
Никольская бобриковского горизонта	52	16	21	24	26	32	36	41	46	48	53	58
Пронькинская турнейского яруса	50	16	20	24	26	32	36	40	44	46	52	56
Пронькинская башкирского яруса	53	14	18	20	22	26	30	34	38	40	46	50
Бобровская угленосного горизонта	56	18	24	26	30	35	38	42	46	48	54	58
Бобровская окского надгоризонта	54	16	22	26	28	30	38	42	46	48	54	58
Родинская турнейского яруса	60	14	18	20	22	26	30	34	37	38	44	52
Родинская верейского горизонта	60	12	16	18	20	24	28	32	36	37	40	44
Родинская угленосного горизонта	62	7	8	9	10	12	13	17	19	20	26	31
Покровская турнейского яруса	50	12	16	18	20	24	28	32	36	38	44	52
Покровская бобриковского горизонта	61	14	19	21	23	26	30	34	38	40	47	52
Твердиловская	44	16	20	22	24	28	32	36	40	42	48	52
Воронцовская	89	5	10	14	16	20	25	30	33	37	44	49
Могутовская	88	6	10	12	13	16	18	22	26	28	34	38
Пономаревская	64	12	16	17	19	22	28	32	36	38	45	52
Самодуровская	58	11	16	18	20	26	28	32	36	38	44	48
Ефремозыковская фаменского яруса	60	10	14	16	18	22	25	29	33	35	41	46
Ефремозыковская турнейского яруса	88	7	12	14	16	19	23	28	32	34	40	46
Аштровская	63	14	—	23	26	30	36	42	46	49	56	59
Тархановская	51	11	14	16	17	21	24	27	30	32	36	42
Султангуловская	70	10	14	16	17	20	22	23	25	29	34	40
Красноярская турнейского яруса	70	12	16	17	19	22	26	30	36	38	43	48
Красноярская артинского яруса	73	8	9	10	12	15	16	18	23	25	30	44
Байтуганская угленосного горизонта	78	8	12	13	14	18	20	25	27	29	38	44
Байтуганская турнейского яруса	68	10	12	14	16	19	22	25	27	28	36	42

58. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Никольская угленосного горизонта	—	5,60	4,81	4,41	3,63
Никольская бобриковского горизонта	—	4,39	3,58	3,11	2,58
Пронькинская турнейского яруса	—	6,58	4,62	3,67	3,08
Пронькинская башкирского яруса	—	14,29	10,92	8,57	6,32
Бобровская угленосного горизонта	—	4,69	3,78	3,11	2,64
Бобровская окского надгоризонта	—	7,87	5,55	4,14	3,37
Родинская турнейского яруса	—	10,23	7,55	5,90	4,87
Родинская верейского горизонта	—	29,03	20,49	15,00	11,29
Родинская угленосного горизонта	—	—	—	—	483,0
Покровская турнейского яруса	16,60	11,16	7,89	5,90	4,87
Покровская бобриковского горизонта	22,00	13,68	8,01	6,09	4,46
Твердиловская	16,00	10,00	6,56	5,09	3,98
Воронцовская	—	17,21	12,50	9,18	6,98
Могутовская	—	57,41	38,27	25,30	18,16
Пономаревская	17,0	11,95	8,14	6,21	5,13
Самодуровская	—	16,66	11,77	8,65	6,72
Ефремозыковская фаменского яруса	—	10,74	8,05	7,29	5,77
Ефремозыковская турнейского яруса	—	27,65	14,30	12,11	9,22
Ашировская	—	4,27	3,35	2,76	2,34
Тархановская	—	27,60	17,65	12,35	10,60
Султангуловская	—	40,09	30,65	18,22	14,36
Красноярская турнейского яруса	75,00	34,26	16,15	10,81	7,29
Красноярская артинского яруса	365,8	341,0	120,3	79,84	51,23
Бутурусланская	—	32,50	22,00	15,30	10,90
Новостепановская	21,10	11,60	9,90	9,30	8,70
Байтуганская угленосного горизонта	73,14	34,63	22,48	16,16	11,90
Байтуганская турнейского яруса	—	47,74	28,42	20,65	14,52

59. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Никольская угленосного горизонта	—	1,44	1,37	1,33	1,25
Никольская бобриковского горизонта	—	1,33	1,25	1,20	1,16
Пронькинская турнейского яруса	—	1,53	1,36	1,28	1,23
Пронькинская башкирского яруса	—	2,29	1,95	1,73	1,51
Бобровская угленосного горизонта	—	1,36	1,27	1,21	1,16
Бобровская окского надгоризонта	—	1,65	1,44	1,31	1,23
Родинская турнейского яруса	—	1,88	1,62	1,47	1,38
Родинская верейского горизонта	—	3,97	2,93	2,32	1,96
Родинская угленосного горизонта	—	—	—	—	35,81
Покровская турнейского яруса	2,55	2,01	1,65	1,47	1,37
Покровская бобриковского горизонта	3,19	2,22	1,67	1,48	1,34
Твердиловская	2,48	1,87	1,54	1,40	1,29
Воронцовская	—	2,62	2,10	1,78	1,57
Могутовская	—	7,78	5,26	3,59	2,72
Пономаревская	2,54	2,00	1,66	1,50	1,40
Самодуровская	—	2,55	2,03	1,73	1,55

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{60}$
Ефремозыковская фаменского яруса	—	1,93	1,68	1,60	1,46
Ефремозыковская турнейского яруса	—	3,90	2,27	2,06	1,78
Ашировская	—	1,32	1,23	1,18	1,13
Тархановская	—	3,89	2,67	2,08	1,92
Султангуловская	—	5,51	4,28	2,74	2,30
Красноярская турнейского яруса	10,15	4,47	2,49	1,94	1,60
Красноярская артинского яруса	49,30	46,00	16,30	10,75	6,96
Бугурусланская	—	4,52	3,19	2,40	1,95
Новостепановская	3,08	2,01	1,85	1,79	1,73
Байтуганская угленосного горизонта	9,94	4,79	3,25	2,51	2,03
Байтуганская турнейского яруса	—	6,51	4,00	3,02	2,31

60. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10° С	при 20° С	при 30° С	при 40° С	при 50° С
Никольская угленосного горизонта	0,8330	0,8257	0,8184	0,8110	0,8036
Никольская бобриковского горизонта	—	0,8240	0,8155	0,8081	0,8007
Пронькинская турнейского яруса	—	0,8228	0,8154	0,8080	0,8007
Пронькинская башкирского яруса	—	0,8504	0,8422	0,8352	0,8282
Бобровская угленосного горизонта	—	0,8112	0,8037	0,7962	0,7886
Бобровская окского надгоризонта	—	0,8324	0,8252	0,8179	0,8108
Родинская турнейского яруса	—	0,8573	0,8491	0,8421	0,8351
Родинская верейского горизонта	—	0,8678	0,8610	0,8542	0,8474
Родинская угленосного горизонта	—	0,9331	0,9271	0,9213	0,9154
Покровская турнейского яруса	0,8535	0,8477	0,8406	0,8335	0,8264
Покровская бобриковского горизонта	0,8586	0,8530	0,8461	0,8391	0,8233
Твердиловская	0,8381	0,8322	0,8250	0,8177	0,8105
Воронцовская	0,8815	0,8748	0,8680	0,8613	0,8546
Могутовская	—	0,8967	0,8903	0,8838	0,8773
Пономаревская	0,8472	0,8416	0,8345	0,8274	0,8203
Самодуровская	—	0,8726	0,8659	0,8592	0,8525
Ефремозыковская фаменского яруса	—	0,8680	0,8597	0,8477	0,8228
Ефремозыковская турнейского яруса	—	0,8825	0,8745	0,8613	0,8402
Ашировская	—	0,8088	0,8012	0,7935	0,7859

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10° С	при 20° С	при 30° С	при 40° С	при 50° С
Тархановская	—	0,8795	0,8728	0,8661	0,8594
Султангуловская	—	0,8885	0,8804	0,8723	0,8642
Красноярская турнейского яруса	0,8730	0,8661	0,8592	0,8524	0,8455
Красноярская артинского яруса	0,9359	0,9300	0,9241	0,9181	0,9122
Бугурусланская	—	0,8928	0,8870	0,8800	0,8730
Новостепановская	0,8700	0,8635	0,8570	0,8500	0,8430
Байтуганская угленосного горизонта	0,8956	0,8890	0,8824	0,8758	0,8690
Байтуганская турнейского яруса	—	0,8931	0,8866	0,8812	0,8737

61. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Никольская угленосного горизонта	84,30	14,20	0,48	0,97	0,05
Никольская бобриковского горизонта	85,27	13,53	0,22	0,80	0,08
Пронькинская турнейского яруса	85,30	13,10	0,09	1,45	0,06
Пронькинская башкирского яруса	84,83	12,82	0,14	2,10	0,11
Бобровская угленосного горизонта	85,44	13,31	0,20	0,95	0,10
Бобровская окского надгоризонта	85,00	13,10	0,12	1,70	0,08
Родинская турнейского яруса	84,90	12,72	0,26	1,95	0,17
Родинская верейского горизонта	85,47	12,24	0,49	1,68	0,12
Родинская угленосного горизонта	79,82	11,01	3,70	4,87	0,60
Покровская турнейского яруса	84,72	12,96	0,10	2,08	0,14
Покровская бобриковского горизонта	84,67	12,82	0,17	2,20	0,14
Твердиловская	84,41	13,47	0,32	1,72	0,08
Воронцовская	85,23	13,07	0,25	1,30	0,15
Могутовская	83,85	12,02	0,85	3,30	0,28

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Пономаревская	85,61	12,98	0,16	1,14	0,11
Самодуровская	84,86	12,46	0,39	2,14	0,15
Ашировская	85,81	13,52	0,17	0,48	0,02
Тархановская	84,38	12,44	0,02	2,96	0,20

62. Содержание ванадия в нефтях

Нефть	Ванадий, вес. %	Нефть	Ванадий, вес. %
Никольская бобриковского горизонта	0,00030	Бобровская угленосного горизонта	0,00270
Пронькинская турнейского яруса	0,00091	Бобровская окского надгоризонта	0,00150
Пронькинская башкирского яруса	0,00800	Родинская верейского горизонта	0,00550
		Пономаревская	0,00100

63. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Никольская нефть бобриковского горизонта							
До C_4	2,60	2,7	27,8	16,1	53,4	—	—
До C_5	5,16	1,1	14,0	8,1	27,0	23,7	26,1
Пронькинская нефть турнейского яруса							
До C_4	1,20	2,0	27,3	11,0	59,7	—	—
До C_5	2,91	0,8	11,2	4,6	24,8	21,4	37,2
Пронькинская нефть башкирского яруса							
До C_4	1,60	2,9	27,8	13,9	55,4	—	—
До C_5	3,20	1,4	13,9	6,9	27,7	22,1	28,0

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Бобровская нефть угленосного горизонта							
До C_4	3,60	3,2	28,3	16,1	52,4	—	—
До C_5	6,90	1,6	14,6	8,3	27,1	22,2	26,2
Бобровская нефть окского надгоризонта							
До C_4	1,58	5,1	19,4	14,2	61,3	—	—
До C_4	3,81	2,1	8,0	5,8	25,4	25,0	33,7
Родинская нефть турнейского яруса							
До C_4	1,85	4,1	39,9	16,4	44,5	—	—
До C_5	3,26	2,3	19,8	9,2	25,6	20,8	22,3
Родинская нефть верейского горизонта							
До C_4	1,90	2,9	29,6	15,3	52,2	—	—
До C_5	3,80	1,5	15,1	7,8	26,7	22,4	26,5
Родинская нефть угленосного горизонта							
До C_4	0,26	2,4	20,4	16,2	61,0	—	—
До C_5	0,81	0,8	6,4	5,1	19,0	31,3	37,4
Покровская нефть турнейского яруса							
До C_4	2,95	6,6	15,7	14,3	63,4	—	—
До C_5	4,48	4,4	10,4	9,4	41,7	17,3	16,8
Покровская нефть бобриковского горизонта							
До C_4	2,21	2,4	31,4	10,4	55,8	—	—
До C_5	3,33	1,6	20,8	6,9	37,1	17,8	15,8
Твердиловская нефть							
До C_4	3,29	6,3	37,0	8,5	47,2	—	—
До C_5	4,36	4,8	27,0	6,4	35,5	12,0	12,6
Воронцовская нефть							
До C_5	0,50	—	—	0	6,8	32,0	61,2
Пономаревская нефть							
До C_4	1,90	3,2	26,3	13,7	56,8	—	—
До C_5	3,20	1,2	15,8	8,1	34,1	15,9	24,2
Ашировская нефть							
До C_4	0,67	1,3	23,3	11,0	64,4	—	—
До C_5	1,58	0,6	10,0	4,6	27,1	24,0	33,7

64. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Никольская бобриковского горизонта	Пронькинская турнейского яруса	Пронькинская башкирского яруса	Бобровская угленосного горизонта	Бобровская окского надгоризонта	Родинская турнейского яруса	Родинская верейского горизонта	Родинская угленосного горизонта	Покровская бобриковского горизонта	Твердиловская
28 (газ до C_4)	2,6	1,2	1,6	3,6	1,6	1,8	1,9	0,3	2,2	3,3
60	9,2	4,8	5,9	11,4	8,4	6,1	4,6	2,1	6,0	8,5
62	9,8	5,2	6,0	11,6	8,8	6,3	4,9	2,3	6,3	9,2
70	10,8	6,0	6,8	13,0	—	7,2	6,0	—	7,5	10,0
80	11,8	7,6	8,2	15,0	12,6	8,6	6,8	3,3	8,7	11,0
85	13,0	8,4	8,8	16,2	13,6	9,1	7,6	3,7	9,5	12,2
90	14,0	9,0	9,6	16,6	14,4	9,9	8,4	4,2	10,1	12,8
95	15,0	9,6	10,4	17,6	14,9	10,5	8,8	4,5	10,8	13,4
100	16,0	10,6	11,2	18,4	16,4	11,3	9,6	4,8	11,6	14,0
105	17,0	11,6	12,0	19,0	17,2	12,0	10,4	5,0	12,4	14,8
110	17,8	12,0	12,8	20,0	18,0	12,8	10,8	5,5	13,0	15,6
120	20,0	13,6	14,4	22,0	20,4	14,0	12,2	6,4	14,5	17,0
122	20,6	14,2	14,8	22,2	21,0	14,2	12,6	6,8	15,0	18,3
130	22,0	15,6	16,0	23,6	22,4	16,0	13,6	7,2	16,0	18,8
140	24,0	17,6	17,8	25,2	24,6	17,8	14,8	8,0	17,8	20,4
145	25,0	18,6	18,8	26,2	25,6	18,9	15,6	8,2	18,6	21,2
150	26,0	19,4	19,6	27,2	27,4	19,7	16,4	8,7	19,5	22,0
160	28,0	21,4	21,5	28,8	29,0	21,0	18,0	9,4	21,0	24,0
170	30,2	23,6	23,2	30,8	31,2	22,8	19,6	10,2	22,4	25,6
180	32,5	25,8	24,8	32,8	33,6	24,5	21,0	11,0	24,0	27,8
190	34,8	27,6	26,6	34,8	36,0	26,2	22,6	11,8	25,6	29,2

Отгоняется до температуры, °С	Воронцовская	Могутовская	Пономаревская	Ашировская	Тархановская	Султангуловская	Красноярская турнейского горизонта	Бугурусланская	Новостепановская	Байтуганская угленосного горизонта
28 (газ до C_4)	—	0,0	1,9	0,7	—	—	—	—	—	—
60	1,2	1,6	5,0	4,6	1,5	1,2	2,0	1,0	2,0	0,8
62	1,5	1,8	5,4	4,9	1,7	1,3	2,2	1,2	2,2	1,0
70	2,0	2,5	6,4	5,8	2,4	2,0	2,8	2,0	4,0	1,7
80	2,8	3,4	7,6	7,4	3,0	2,5	4,0	3,0	5,0	2,4
85	3,4	3,6	8,2	8,2	3,6	2,9	4,6	4,0	6,0	3,0
90	4,0	4,0	9,0	9,0	4,0	3,6	5,0	4,4	6,4	3,5
95	4,6	4,6	9,7	10,1	4,7	4,0	5,5	4,8	6,8	3,9
100	5,2	5,2	10,4	11,2	5,0	4,4	6,0	5,1	7,2	4,4
105	5,9	5,6	11,2	12,4	5,5	4,9	6,7	5,6	8,7	5,0
110	6,6	6,2	12,0	13,6	6,0	5,5	7,4	6,1	10,0	5,6
120	8,0	7,3	13,2	16,0	7,0	6,4	8,6	7,2	12,8	6,5
122	8,4	7,6	13,6	16,1	7,1	6,5	8,7	7,3	13,0	6,7
130	9,8	8,4	14,8	18,4	8,0	7,2	10,0	8,5	14,8	8,0
140	11,6	9,6	16,4	20,6	9,2	8,4	11,6	9,7	16,8	9,2
145	12,3	10,2	17,0	21,8	9,7	8,8	12,3	10,3	17,8	10,0
150	13,0	10,8	18,0	23,0	10,2	9,6	13,0	10,9	18,8	10,8
160	15,2	12,2	19,5	25,0	11,6	10,8	14,6	12,4	19,8	12,0
170	16,8	13,3	21,2	27,6	12,5	12,0	16,0	13,9	20,8	13,2
180	18,4	14,4	23,0	30,0	13,6	13,5	17,4	15,4	22,8	15,2
190	20,0	15,4	24,7	32,2	14,8	14,8	19,0	17,2	24,7	16,8

200	36,8	29,6	28,4	36,8	37,9	28,1	24,0	13,4	27,0	31,2	22,0	16,8	26,8	34,6	16,0	16,2	20,4	19,0	26,6	18,4
210	38,8	31,6	30,0	38,6	39,6	29,3	25,6	13,4	28,5	32,8	24,2	17,6	28,6	37,0	17,0	18,0	21,9	20,5	27,7	20,0
220	40,8	33,8	31,5	40,2	41,6	31,2	27,2	14,2	30,0	34,6	25,8	18,6	30,6	40,0	18,0	19,5	23,6	21,9	28,8	22,1
230	42,2	35,4	33,2	42,0	44,0	33,0	28,4	15,2	31,8	36,4	27,6	20,0	32,4	42,2	19,5	20,9	25,0	22,9	31,1	24,0
240	44,2	37,6	34,8	44,0	45,6	34,8	30,0	16,0	33,4	38,0	29,2	21,8	34,4	44,6	20,5	22,0	26,5	24,0	33,3	25,0
250	46,0	38,6	36,0	46,0	47,3	36,1	31,2	16,9	34,8	39,6	31,2	23,0	36,6	46,8	22,4	24,0	28,4	25,7	35,3	27,6
260	48,0	41,4	37,6	47,6	50,0	38,0	32,8	18,0	36,4	41,2	33,2	25,0	38,4	49,2	23,6	25,2	30,0	26,4	37,4	29,2
270	50,0	43,2	39,2	49,5	52,0	39,8	34,0	18,8	38,0	42,8	35,0	27,0	40,6	51,4	25,0	26,5	31,6	29,1	39,4	30,8
280	52,0	45,0	41,0	51,2	54,0	41,5	35,2	19,8	39,7	44,6	37,2	28,0	42,6	53,6	26,5	28,3	33,0	30,8	41,5	32,8
290	54,0	47,0	43,2	52,6	56,0	43,5	36,8	20,6	41,4	46,2	39,6	29,6	44,2	55,8	28,0	29,6	35,2	32,6	43,6	34,1
300	56,0	49,0	44,0	55,0	57,6	44,8	38,0	21,8	43,0	48,0	42,0	31,0	46,2	58,0	29,6	30,8	37,4	34,6	45,7	36,0
310	58,0	50,8	45,6	56,6	60,0	46,2	39,2	22,8	44,5	49,6	44,0	32,4	48,0	59,6	31,0	32,0	39,0	—	—	38,2
320	60,0	52,8	47,2	58,4	61,2	48,0	40,8	23,6	46,4	50,8	46,0	34,0	50,0	61,6	32,5	33,9	41,0	37,0	—	40,0
330	61,7	54,4	49,0	60,4	63,0	49,3	42,2	24,8	48,0	52,4	48,0	35,6	51,8	63,2	34,0	35,0	43,0	38,7	—	41,0
340	63,2	56,4	50,5	62,1	64,4	51,2	43,6	26,0	49,6	53,8	50,4	37,2	53,6	64,8	35,6	36,8	45,0	40,3	—	42,8
350	65,0	58,0	52,4	64,0	65,7	52,6	44,8	27,2	51,0	55,2	52,6	38,6	55,5	66,9	37,0	38,0	47,0	42,0	—	44,6
360	66,4	60,0	54,0	65,6	66,8	54,3	46,0	28,2	53,0	56,6	54,6	40,0	57,0	68,0	38,5	39,0	49,0	43,6	—	46,2
370	68,0	61,6	56,0	67,2	68,0	56,0	47,6	29,6	54,4	58,0	56,8	41,2	58,6	69,2	40,0	40,4	51,0	44,8	—	47,8
380	69,8	63,0	57,8	68,4	69,2	58,0	48,8	30,8	56,0	59,6	57,8	42,8	60,4	70,6	41,5	42,0	52,8	46,0	—	50,0
390	71,6	64,8	59,5	70,0	70,4	59,4	50,4	32,0	57,5	60,8	59,8	44,0	62,2	72,0	43,0	43,2	54,4	48,0	—	51,5
400	72,8	66,2	61,2	71,2	71,3	60,9	52,0	33,6	59,0	62,4	62,0	45,6	63,8	74,0	44,5	44,6	56,4	50,0	—	53,3
410	74,4	68,0	63,0	72,4	72,4	63,0	53,4	35,0	60,2	64,0	64,5	47,2	65,2	75,0	46,0	46,2	58,2	51,3	—	55,0
420	76,0	69,2	64,5	74,0	74,0	64,2	54,8	36,6	62,0	65,2	67,2	48,4	66,4	76,6	47,5	48,0	60,0	52,5	—	56,5
430	78,0	70,4	66,2	75,6	74,8	66,0	56,4	38,6	63,5	66,6	70,0	50,0	68,0	78,0	48,8	49,8	62,0	54,7	—	58,6
440	79,4	72,0	68,0	76,8	76,0	67,5	58,0	41,3	64,9	68,0	72,5	51,2	69,0	79,6	50,0	51,6	63,8	56,9	—	59,8
450	80,9	73,6	69,6	78,4	77,9	69,0	59,6	—	66,2	69,2	75,6	52,8	70,0	80,8	51,5	54,0	—	58,2	—	61,4
460	82,4	74,8	70,8	80,0	—	70,5	61,2	—	67,8	70,6	—	54,0	71,5	82,4	52,5	58,0	—	59,5	—	62,8
470	84,7 (до 475° С)	76,0	72,8	81,7	—	72,0	63,2	—	69,5	72,0	—	55,2	72,6	84,4	53,6	—	—	—	—	—
480	—	77,6	74,0	83,6	—	73,6	65,0	—	71,0	74,0	—	56,6 (до 485° С)	73,6	85,4	54,8	—	—	—	—	—
490	—	80,0	75,2	85,6	—	75,2	—	—	72,5	75,7	—	57,0	75,0	—	55,6	—	—	—	—	—
500	—	—	76,0	88,0	—	—	—	—	73,2	78,4	—	—	76,2	—	56,3	—	—	—	—	—
Остаток	15,3	20,0	24,0	12,0	22,1	24,8	35,0	58,7	26,8	21,6	24,4	43,0	23,8	14,6	43,7	42,0	36,2	40,5	54,3	37,2

65. Характеристика фракций, выкипающих до 200° С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н.к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Никольская нефть бобриковского горизонта												
28—85	10,4	0,6680	36	46	62	83	0,0	67	80,5	90,7	0,0	247
28—90	11,4	0,6730	37	47	65	67	0,0	65	78	90	—	—
28—100	13,4	0,6860	39	49	69	52	0,0	64	76	89	—	—
28—110	15,2	0,6960	43	52	76	66	0,0	60	74	87	—	—
28—120	17,4	0,7040	47	56	84	110	0,0	58	72	84	Следы	186
28—130	19,4	0,7140	50	60	90	119	0,0	56	71	—	—	—
28—140	22,4	0,7260	51	64	96	128	0,0	54	70	—	—	—
28—150	23,4	0,7300	53	68	102	138	Следы	53	68	—	0,28	166
28—160	25,4	0,7360	55	72	107	146	0,005	52	67	—	—	—
28—170	27,6	0,7400	56	73	113	155	0,009	51	66	—	—	—
28—180	29,9	0,7450	58	74	119	163	0,019	50	64	—	—	—
28—190	32,2	0,7500	59	75	124	171	0,022	48	63	—	—	—
28—200	34,2	0,7543	61	76	130	179	0,025	46,5	60	—	0,56	65
Пронькинская нефть турнейского яруса												
28—85	7,2	0,6450	36	42	55	72	0,02	61	70	79	0,0	425
28—100	9,4	0,6550	38	45	62	81	—	57	64	76	—	—
28—110	10,8	0,6600	40	48	69	90	—	53	60	73	—	—
28—120	12,4	0,6660	43	52	76	101	0,03	49	58	69	0,25	239
28—130	14,4	0,6770	47	58	84	111	—	47	57	—	—	—
28—140	16,4	0,6850	51	64	92	121	—	45	56	—	—	—
28—150	18,2	0,6950	55	70	100	132	0,04	42	54	—	0,50	221
28—160	20,2	0,7030	58	78	104	140	—	41	53	—	—	—
28—170	22,4	0,7100	61	86	108	148	—	40	51	—	—	—
28—180	24,6	0,7200	64	94	112	156	—	39	50	—	—	—

28—190	26,4	0,7260	67	102	116	164	—	39	49	—	—	—
28—200	28,4	0,7330	70	110	122	176	0,07	38	47	—	1,00	139
Пронькинская нефть башкирского яруса												
28—85	7,2	0,6650	38	48	63	86	0,010	66,6	77,5	86,2	—	422
28—100	9,6	0,6770	41	52	70	94	0,015	64,0	74,4	—	—	—
28—110	11,2	0,6860	44	56	77	102	0,02	61,5	71,3	—	—	—
28—120	12,8	0,6940	48	60	84	110	0,03	58,8	68,2	—	1,30	318
28—130	14,4	0,7000	50	63	91	119	0,06	56,5	66,0	—	—	—
28—140	16,2	0,7090	51	66	98	128	0,08	54,0	64,0	—	—	—
28—150	18,0	0,7187	53	70	106	138	0,10	51,7	62,0	—	—	238
28—160	19,9	0,7268	55	72	111	147	0,13	50,5	60,0	—	—	—
28—170	21,6	0,7300	56	73	115	156	0,14	49,2	58,0	—	—	—
28—180	23,2	0,7362	58	75	120	164	0,18	48,0	56,0	—	—	—
28—190	25,0	0,7403	60	77	124	173	0,19	46,7	54,0	—	—	—
28—200	26,8	0,7450	61	78	129	182	0,21	44,9	53,4	—	2,21	164
Бобровская нефть угленосного горизонта												
28—85	12,6	0,6580	37	43	61	82	0,02	66	71	84,3	0,98	501
28—100	14,8	0,6650	41	47	66	90	—	63	70	—	—	—
28—110	16,4	0,6750	45	51	71	98	—	60	69	—	—	—
28—120	18,4	0,6830	50	56	76	108	0,04	57	68	—	1,47	339
28—130	20,0	0,6920	51	58	82	112	—	55	67	—	—	—
28—140	21,6	0,6990	52	61	90	116	—	53	66	—	—	—
28—150	23,6	0,7070	53	64	96	120	0,06	50	64	—	1,96	263
28—160	25,2	0,7110	54	67	102	131	—	49	62	—	—	—
28—170	27,2	0,7150	54	70	108	142	—	48	60	—	—	—
28—180	29,2	0,7210	55	72	114	153	—	47	58	—	—	—
28—190	31,2	0,7260	56	75	120	164	—	46	56	—	—	—
28—200	33,2	0,7300	57	78	126	178	0,09	44	55	—	3,19	155
Родинская нефть верейского горизонта												
28—85	5,7	0,6550	37	42	61	80	0	66,7	81	90	0	398
28—100	7,7	0,6700	39	48	69	92	—	64	79,5	88,5	—	—
28—110	8,9	0,6800	41	56	77	104	—	62	78	87	—	—
28—120	10,3	0,6920	44	60	86	116	0	59,5	76	85	Следы	317

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38° С), *мм рт. ст.*
			н.к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*		
28—130	11,7	0,7030	48	62	92	123	—	57	75	—	—	—
28—140	12,9	0,7120	52	63	98	130	—	55	74	—	—	—
28—150	14,5	0,7170	58	65	103	138	Следы	52	72,5	—	0,39	273
28—160	16,1	0,7230	60	70	112	148	—	50	70	—	—	—
28—170	17,7	0,7280	62	75	121	158	—	48	67	—	—	—
28—180	19,1	0,7330	64	80	130	168	—	46	64	—	—	—
28—190	20,7	0,7380	66	85	139	178	—	44	61	—	—	—
28—200	22,1	0,7420	70	92	148	190	0,006	40,5	55,5	—	1,96	164
Покровская нефть бобриковского горизонта												
28—85	7,3	0,6583	32	41	59	78	0,06	60	67	75,4	—	291
28—100	9,4	0,6705	34	44	65	88	—	56,1	63	73,1	—	—
28—110	10,8	0,6827	36	47	71	97	—	52,3	60	70,8	—	—
28—120	12,3	0,6950	38	50	77	107	0,11	48,5	57	68,5	—	219
28—130	13,8	0,7023	41	54	81	114	—	47	55	—	—	—
28—140	15,6	0,7096	43	57	86	122	—	45,6	53	—	—	—
28—150	17,3	0,7170	45	60	90	129	0,18	44,2	51	—	—	165
28—160	18,8	0,7216	46	62	95	139	—	42,4	49	—	—	—
28—170	20,2	0,7262	47	64	101	150	—	40,8	48	—	—	—
28—180	21,8	0,7308	48	66	107	160	—	39,2	47	—	—	—
28—190	23,4	0,7354	49	68	102	170	—	37,6	46	—	—	—
28—200	24,8	0,7400	51	70	118	180	0,26	36	45	—	—	84
Твердиловская нефть												
28—85	8,9	0,6580	30	43	63	84	0,24	60	66	74,4	0	481
28—100	10,7	0,6640	32	46	69	92	—	56	63	72	—	—
28—110	12,6	0,6740	34	49	75	100	—	52	60	69	—	—

28—120	13,7	0,6800	37	52	80	110	0,25	48	58	66,7	Следы	385
28—130	15,5	0,6870	38	54	88	119	—	47	56	—	—	—
28—140	17,1	0,6930	39	56	96	128	—	46	57	—	—	—
28—150	18,7	0,7025	40	59	104	137	0,26	45	52	—	Следы	280
28—160	20,7	0,7080	41	61	110	148	—	43	50	—	—	—
28—170	22,3	0,7140	42	63	116	159	—	41	48	—	—	—
28—180	24,3	0,7200	43	65	122	170	—	39	46	—	—	—
28—190	25,9	0,7260	44	67	128	181	—	36	44	—	—	—
28—200	27,9	0,7310	45	68	136	192	0,28	34,4	43	—	Следы	98

Ворсинцовская нефть

н.к.—85	3,2	0,675	47	56	65	81	0,003	66,1	78	—	0,65	—
н.к.—120	8,0	0,706	60	75	90	110	0,005	59,6	73	—	1,10	226
н.к.—150	13,0	0,729	63	86	108	135	0,015	54,5	68	—	1,26	152
н.к.—180	18,4	0,735	69	99	134	170	0,018	50,0	63	—	1,48	83
н.к.—200	22,0	0,745	73	102	138	179	0,025	48,5	61	—	1,75	68

Могутовская нефть

28—85	3,6	0,6809	41	50	64	82	0,04	64	74	83	0	428
28—100	5,0	0,6870	44	52	72	93	—	61,3	71	82	—	—
28—110	6,2	0,7009	47	53	80	104	—	58,6	69	80	—	—
28—120	7,3	0,7150	50	55	88	116	0,13	56,2	67	78	Следы	254
28—130	8,4	0,7200	52	60	94	124	—	55	65	—	—	—
28—140	9,6	0,7250	54	65	100	132	—	53,8	64	—	—	—
28—150	10,8	0,7300	55	71	105	140	0,16	52,6	62	—	0,24	191
28—160	12,2	0,7320	58	74	113	154	—	50,6	60	—	—	—
28—170	13,3	0,7340	61	76	120	167	—	48,6	57	—	—	—
28—180	14,4	0,7360	64	79	128	180	—	46,5	54	—	—	—
28—190	15,4	0,7380	67	81	135	194	—	44,7	52	—	—	—
28—200	16,8	0,7400	70	84	143	208	0,20	42	49	—	0,48	101

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38° С), *мм рт. ст.*
			н.к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Пономаревская нефть												
28—85	6,3	0,6580	36	46	64	86	0	66	79	92,6	0	483
28—100	8,5	0,6710	44	52	72	96	—	64	77	90	—	—
28—110	10,1	0,6820	53	58	80	110	—	62	75	87	—	—
28—120	11,3	0,6909	55	66	90	118	Следы	59,6	73	84,5	0	311
28—130	12,9	0,6960	57	69	95	126	—	56	71	—	—	—
28—140	14,5	0,7030	58	71	100	132	—	53	68	—	—	—
28—150	16,1	0,7103	60	74	106	143	0,02	49	65	—	0	192
28—160	17,6	0,7150	62	76	111	151	—	48	63	—	—	—
28—170	19,3	0,7190	64	77	116	159	—	46	61	—	—	—
28—180	21,1	0,7270	66	78	121	168	—	44	59	—	—	—
28—190	22,8	0,7330	68	79	126	176	—	42	57	—	—	—
28—200	24,9	0,7390	71	82	132	182	0,04	40,5	56	—	Следы	97
Тархановская нефть												
н.к.—85	3,6	0,6680	42	52	65	80	0,14	57,3	68,2	77,5	1,70	—
н.к.—100	5,0	0,6760	47	56	72	90	—	55,0	66,4	75,8	—	—
н.к.—110	6,0	0,6840	52	61	80	100	—	52,8	64,6	74,2	—	—
н.к.—120	7,0	0,6919	58	66	87	110	0,17	50,6	62,9	72,6	1,10	—
н.к.—130	8,0	0,6972	59	67	92	120	—	49,0	60,2	—	—	—
н.к.—140	9,2	0,7025	60	68	98	130	—	47,5	57,5	—	—	—
н.к.—150	10,2	0,7079	61	70	103	140	0,19	46,0	54,8	—	1,18	—
н.к.—160	11,6	0,7139	63	71	109	151	—	44,0	52,1	—	—	—
н.к.—170	12,5	0,7198	62	74	115	160	—	42,0	49,4	—	—	—
н.к.—180	13,6	0,7259	65	74	121	171	—	40,0	46,7	—	—	—

н.к.—190	14,8	0,7320	66	76	127	182	—	38,0	44,0	—	—	—
н.к.—200	16,0	0,7379	68	78	132	192	0,30	36,0	42,0	—	1,48	—

Султангуловская нефть

н.к.—85	2,9	0,6678	41	51	64	83	0,039	65,5	77,0	85,8	—	544
н.к.—100	4,4	0,6770	41	56	72	93	—	62,6	74,7	84,1	—	—
н.к.—110	5,5	0,6862	47	61	80	104	—	59,8	72,4	81,4	—	—
н.к.—120	6,4	0,6954	51	66	89	114	0,063	57,0	70,1	80,8	—	229,5
н.к.—130	7,2	0,7000	53	69	94	121	—	55,4	68,0	—	—	—
н.к.—140	8,4	0,7046	55	72	99	128	—	53,8	67,9	—	—	—
н.к.—150	9,6	0,7093	56	74	104	135	0,12	52,2	65,8	—	—	139
н.к.—160	10,8	0,7148	57	76	110	145	0,13	50,2	63,6	—	—	—
н.к.—170	12,0	0,7203	58	78	116	156	—	48,4	61,0	—	—	—
н.к.—180	13,5	0,7258	59	80	122	165	—	46,6	59,1	—	—	—
н.к.—190	14,8	0,7313	60	82	128	174	—	44,8	56,8	—	—	—
н.к.—200	16,2	0,7369	62	84	133	184	0,18	43,0	54,0	—	—	75

Красноярская нефть турнейского яруса

н.к.—85	4,6	0,6696	41	50	63	85	0,11	61,5	68,5	77,2	—	530
н.к.—100	6,0	0,6760	44	54	70	92	—	58,2	65,7	75,1	—	—
н.к.—110	7,4	0,6830	47	59	78	100	—	54,8	63,1	73,0	—	—
н.к.—120	8,6	0,6908	49	64	86	108,5	0,16	51,4	60,5	70,8	—	310
н.к.—130	10,0	0,6961	50	66	91	116	—	49,0	58,4	—	—	—
н.к.—140	11,6	0,7015	50	69	96	124	—	47,0	56,3	—	—	—
н.к.—150	13,0	0,7069	51	72	101	133	0,19	45,0	54,3	—	—	214
н.к.—160	14,6	0,7117	53	73	106	142	—	44,0	52,2	—	—	—
н.к.—170	16,0	0,7155	55	74	111	151	—	43,0	50,1	—	—	—
н.к.—180	17,4	0,7213	57	75	117	160	—	42,0	48,0	—	—	—

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, % н.к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38° C), *мм рт. ст.*
н.к.—190	19,0	0,7262	59	76	123	169	—	40,0	46,1	—	—	—
н.к.—200	20,4	0,7307	62	78	128	178	0,20	37,8	44,0	—	—	152
Бугурусланская нефть												
н.к.—120	7,2	0,7100	54	67	87	110	0,43	61,6	68,0	—	—	—
н.к.—150	10,9	0,7360	62	77	105	140	0,62	56,0	63,0	—	—	—
н.к.—200	19,0	0,7600	65	86	137	187	0,92	45,0	—	—	—	—
Новостепановская нефть												
н.к.—150	18,8	0,7186	39	65	102	145	0,29	57	65,2	—	—	—

Байтуганская нефть угленосного горизонта

н.к.—85	3,0	0,6644	32	44	60	78	0,036	73,7	80,2	87,0	—	606
н.к.—100	4,4	0,6729	35	48	67	88	—	70,1	77,0	84,3	—	—
н.к.—110	5,6	0,6815	39	52	74	98	—	66,6	72,8	81,5	—	415,5
н.к.—120	6,5	0,6901	42	56	80	108	0,044	63,0	70,5	78,8	—	—
н.к.—130	8,0	0,6978	44	61	88	119	—	60,5	68,0	—	—	—
н.к.—140	9,2	0,7055	47	65	96	130	—	58,0	65,4	—	—	—
н.к.—150	10,8	0,7131	49	70	104	140	0,11	55,5	62,9	—	—	293
н.к.—160	12,0	0,7185	53	72	111	149	—	52,8	60,4	—	—	—
н.к.—170	13,2	0,7239	57	74	118	158	0,13	50,1	58,0	—	—	—
н.к.—180	15,2	0,7293	61	76	126	167	—	47,4	55,5	—	—	—
н.к.—190	16,8	0,7347	65	78	133	176	—	44,7	53,0	—	—	—
н.к.—200	18,4	0,7403	68	80	140	184	0,17	42,0	50,3	—	—	141

66. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200° С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %: ароматических	нафтеновых	парафиновых: всего	нормального строения	изостроения
Никольская нефть бобриковского горизонта								
28—60	6,6	0,6470	1,3782	—	10	90	48	42
60—95	5,8	0,7100	1,4011	6	29	65	31	34
95—122	5,6	0,7450	1,4150	10	27	63	27	36
122—150	5,4	0,7640	1,4280	15	18	67	26	41
150—200	10,8	0,7878	1,4419	19	16	65	24	41
28—200	34,2	0,7543	1,4203	12	19	69	26	43
Пронькинская нефть турнейского яруса								
28—60	3,6	0,6320	1,3670	0	0	100	53	47
60—95	4,8	0,6670	1,3820	4	17	79	33	46
95—122	4,6	0,7050	1,3980	9	17	74	29	45
122—150	5,2	0,7410	1,4140	15	18	67	25	42
150—200	10,2	0,7730	1,4320	18	20	62	21	41
28—200	28,4	0,7330	1,4100	14	16	70	29	41
Пронькинская нефть башкирского яруса								
28—60	4,3	0,6480	1,3680	0	5	95	48	47
60—95	4,5	0,6940	1,3900	4	29	67	35	32
95—122	4,4	0,7332	1,4100	8	20	72	29	43
122—150	4,8	0,7540	1,4260	16	18	66	27	39
150—200	8,8	0,7840	1,4390	20	16	64	26	38
28—200	26,8	0,7450	1,4185	11	17	72	32	40
Бобровская нефть угленосного горизонта								
28—60	7,8	0,6500	1,3690	0	5	95	51	44
60—95	6,2	0,7000	1,4010	6	28	66	31	35
95—122	4,6	0,7290	1,4140	12	25	63	24	39
122—150	5,0	0,7480	1,4250	18	20	62	23	39
150—200	9,6	0,7740	1,4370	24	15	61	22	39
28—200	33,2	0,7300	1,4150	12	17	71	31	40
Родинская нефть верейского горизонта								
28—60	2,7	0,6280	1,3650	0	0	100	39	61
60—95	4,2	0,6874	1,3910	4	25	71	32	39
95—122	3,8	0,7280	1,4060	7	27	66	26	40
122—150	3,8	0,7480	1,4170	10	28	62	25	37
150—200	7,6	0,7770	1,4330	16	29	55	21	34
28—200	22,1	0,7720	1,4130	9	24	67	27	40

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Покровская нефть бобриковского горизонта								
28—60	3,8	0,6360	1,3670	0	0	100	—	—
60—95	5,0	0,6950	1,3890	3	23	74	—	—
95—122	4,0	0,7314	1,4090	7	29	64	—	—
122—150	4,5	0,7510	1,4225	12	27	61	—	—
150—200	7,5	0,7800	1,4370	16	33	51	—	—
28—200	24,8	0,7400	1,4150	9	24	67	—	—
Твердиловская нефть								
28—60	5,5	0,6520	1,3672	0	5	95	—	—
60—95	4,6	0,6875	1,3945	3	20	77	—	—
95—122	3,8	0,7220	1,4098	9	16	75	—	—
122—150	4,8	0,7446	1,4225	11	16	73	—	—
150—200	9,2	0,7764	1,4388	21	15	63	—	—
28—200	27,9	0,7310	1,4090	11	14	75	—	—
Воронцовская нефть								
н.к.—60	1,2	0,6480	—	—	—	100	—	—
60—95	3,3	0,6955	1,3945	4	31	65	—	—
95—122	3,9	0,7314	1,4102	7	38	55	—	—
122—150	4,6	0,7528	1,4230	12	31	57	—	—
150—200	9,0	0,7843	1,4395	21	24	55	—	—
н.к.—200	22,0	—	—	13	28	59	—	—
Мэгутовская нефть								
н.к.—60	1,6	0,6519	1,3700	0	7	93	—	—
60—95	3,0	0,7130	1,3922	2	14	84	—	—
95—122	3,0	0,7340	1,4004	4	26	70	—	—
122—150	3,2	0,7485	1,4165	7	27	66	—	—
150—200	6,0	0,7790	1,4325	15	28	57	—	—
н.к.—200	16,8	0,7400	1,4110	8	22	70	—	—
Пономаревская нефть								
28—60	3,1	0,6409	1,3700	0	0	100	51	49
60—95	4,7	0,6870	1,3920	6	30	64	32	32
95—122	3,9	0,7230	1,4112	9	25	66	29	37
122—150	4,4	0,7500	1,4224	14	16	70	27	43
150—200	8,8	0,7800	1,4360	21	17	62	27	35
28—200	24,9	0,7390	1,4200	12	18	70	31	39

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Ашировская нефть								
28—60	3,9	0,6440	—	0	0	100	—	—
60—95	5,5	0,6640	—	8	23	69	—	—
95—122	6,0	0,7144	—	11	24	65	—	—
122—150	6,9	0,7484	—	13	19	68	—	—
150—200	11,6	0,7741	—	20	16	64	—	—
28—200	33,9	0,7305	—	13	17	70	—	—
Тархановская нефть								
н.к.—60	1,5	—	—	0	0	100	—	—
60—95	3,2	0,6819	—	8	19	73	—	—
95—122	2,4	0,7167	—	9	29	62	—	—
122—150	3,1	0,7364	—	10	30	60	—	—
150—200	5,8	0,7624	—	18	33	49	—	—
н.к.—200	16,0	0,7329	—	11	26	63	—	—
Султангуловская нефть								
н.к.—60	1,2	0,6397	—	0	0	100	—	—
60—95	2,8	0,6830	—	1	24	75	—	—
95—122	2,5	0,7286	—	6	27	67	—	—
122—150	3,1	0,7447	—	7	21	72	—	—
150—200	6,6	0,7723	—	15	21	64	—	—
н.к.—200	16,2	0,7329	—	8	21	71	—	—
Красноярская нефть турнейского яруса								
н.к.—60	2,0	0,6446	—	0	0	100	—	—
60—95	3,5	0,6828	—	3	20	77	—	—
95—122	3,2	0,7110	—	4	23	73	—	—
122—150	4,3	0,7352	—	8	24	68	—	—
150—200	7,4	0,7633	—	15	27	58	—	—
н.к.—200	20,4	0,7307	—	9	21	70	—	—
Бугурусланская нефть								
н.к.—60	1,8	0,6600	—	0	0	100	—	—
60—95	3,8	0,7096	—	16	15	69	—	—
95—122	2,5	0,7402	—	20	28	52	—	—
122—150	3,6	0,7692	—	29	20	51	—	—
150—200	8,1	0,7883	—	31	14	55	—	—
н.к.—200	19,0	0,7600	—	24	16	60	—	—

Температура отбора), °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Новостепановская нефть								
н.к.—60	2,0	—	—	0	0	100	—	—
60—95	4,8	0,6983	—	6	22	72	—	—
95—122	6,2	0,7389	—	12	33	55	—	—
122—150	5,8	0,7606	—	21	22	57	—	—
150—200	7,8	0,7836	—	22	38	40	—	—
н.к.—200	26,6	0,7400	—	15	27	58	—	—
Байтуганская нефть угленосного горизонта								
н.к.—60	0,8	0,6688	—	0	0	100	—	—
60—95	3,1	0,7076	—	3	32	65	—	—
95—122	2,8	0,7323	—	4	31	65	—	—
122—150	4,1	0,7417	—	7	30	63	—	—
150—200	7,6	0,7768	—	15	29	56	—	—
н.к.—200	18,4	0,7403	—	9	29	62	—	—

67. Содержание индивидуальных углеводородов (вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150° С

Углеводород	Никольская нефть бобриковского горизонта	Пронькинская нефть турнейского яруса	Бобровская нефть угленосного горизонта	Родниская нефть верейского горизонта	Пономаревская нефть пашийского горизонта
Пропан	0,092	0,054	0,084	0,019	0,028
н-Бутан	0,832	0,589	1,212	0,370	0,353
н-Пентан	1,341	0,874	3,110	0,964	0,873
н-Гексан	1,288	0,768	2,042	1,197	1,162
н-Гептан	1,897	1,069	1,018	1,065	1,479
н-Октан	1,459	1,240	0,599	1,874	1,173
н-Нонан	1,206	1,381	0,765	0,276	0,482
н-Декан	0,200	0,767	0,055	0,017	0,160
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	8,316	6,742	8,885	4,782	5,710
Изобутан	0,152	0,083	0,232	0,049	0,049
2-Метилбутан	1,075	0,624	1,709	0,721	0,536
2,2-Диметилбутан	0,013	0,004	0,022	0,009	0,006
2,3-Диметилбутан 2-Метилпентан	} 0,950	} 0,442	} 1,423	} 0,854	} 0,484
3-Метилпентан	0,681	—	0,872	0,694	0,450

Углеводород	Никольская нефть бобриковского горизонта	Проньскинская нефть турнейского яруса	Бобровская нефть угленосного горизонта	Родинская нефть верейского горизонта	Пономаревская нефть пашийского горизонта
2,2-Диметилпентан	0,049	0,118	0,098	0,025	0,037
3,3-Диметилпентан	0,413	0,296	0,490	0,298	0,316
2- и 3-Метилгексаны	0,901	0,949	0,790	0,765	0,740
2,2-Диметилгексан	0,062	0,057	0,055	0,050	0,058
2,3-Диметилгексан	1,231	0,818	0,934	0,716	0,690
2,4- и 2,5-Диметилгексаны	0,091	0,046	0,041	0,046	0,055
3,3-Диметилгексан	—	0,259	—	—	—
2-Метилгептан	—	—	—	0,224	—
3-Метилгептан	0,529	0,510	0,350	—	0,228
2,2-Диметилгептан	0,760	0,247	0,513	0,236	0,286
2,4-Диметилгептан	0,132	0,005	0,018	0,011	0,025
2,5- и 2,6-Диметилгептаны	0,301	0,277	0,285	0,218	0,251
3,4-Диметилгептан	0,413	0,460	0,390	0,248	0,277
4-Этилгептан	0,285	0,490	0,405	0,194	—
2-Метилоктан	0,011	0,010	0,035	0,010	0,030
4-Метилоктан	0,022	—	—	—	0,008
2,2,4-Триметилгептан	0,049	0,046	—	0,136	0,422
2,3,6-Триметилгептан	0,027	—	—	0,014	0,053
2,5,5-Триметилгептан	0,076	0,080	—	—	0,062
2,2-Диметилоктан	—	—	0,080	—	0,115
2,3-Диметилоктан	0,022	0,077	0,005	—	—
2,6-Диметилоктан	0,150	0,212	—	0,038	0,128
2,7-Диметилоктан	0,105	0,122	—	0,017	0,070
3,4-Диметилоктан	—	—	—	—	0,095
2-Метилнонан	—	0,273	0,035	0,010	0,030
4-Метилнонан	0,065	—	—	—	—
Всего парафиновых углеводородов изостроения	8,692	6,927	8,782	5,583	5,501
Всего парафиновых углеводородов	17,008	13,669	17,667	10,365	11,211

Углеводород	Никольская нефть бобриковского горизонта	Пронькинская нефть турнейского яруса	Бобровская нефть угленосного горизонта	Родинская нефть верейского горизонта	Пономаревская нефть пашийского горизонта
Циклопентан	—	0,040	0,120	0,046	0,075
Метилциклопентан	0,538	0,344	0,530	0,393	0,410
1,1-Диметилциклопентан	0,589	0,178	0,775	0,606	0,510
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	0,056	0,046	0,041	0,030	0,032
1,2-Диметилциклопентан (*цис*-)	0,039	0,005	0,018	0,008	0,037
1,1,2-Триметилциклопентан	—	—	0,165	0,289	—
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис*-, *цис*-, *транс*-)	—	—	—	—	0,140
Изопропилциклопентан	0,027	0,023	—	0,031	0,040
н-Пропилциклопентан	—	0,128	0,165	0,099	0,154
н-Пропилциклогексан	0,136	—	—	—	—
1,2-Диэтилциклопентан (*транс*-)	0,174	0,310	—	—	—
1,2-Диэтилциклопентан (*цис*-)	0,076	0,226	—	—	—
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	1,635	1,300	1,814	1,502	1,399
Циклогексан	0,548	0,378	0,725	0,412	0,477
Метилциклогексан	1,324	0,259	1,061	0,653	0,910
1,2-Диметилциклогексан (*транс*-)	0,260	0,080	0,075	0,023	0,138
1,2-Диметилциклогексан (*цис*-)	0,461	0,147	0,170	0,116	0,079
1,3-Диметилциклогексан (*цис*-)	—	—	—	—	0,233
1,3-Диметилциклогексан (*транс*-)	0,032	—	} 0,220	0,054	0,042
1,4-Диметилциклогексан (*цис*-)	—	—	}		
Этилциклогексан	0,163	0,179	—	0,122	0,027
1,1,3-Триметилциклогексан	—	—	0,100	—	—
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	2,875	1,140	2,511	1,499	2,001
Всего нафтеновых углеводородов	4,510	2,440	4,325	3,001	3,400
Бензол	0,210	0,070	0,095	0,213	0,182
Толуол	0,665	0,180	0,648	0,210	0,407
Этилбензол	0,126	0,067	0,162	0,051	0,080

Углеводород	Никольская нефть бобриковского горизонта	Пронькинская нефть турнейского яруса	Бобровская нефть угленосного горизонта	Родинская нефть верейского горизонта	Пономаревская нефть пашийского горизонта
п- и *м*-Ксилолы	0,423	0,220	0,531	0,158	0,508
о-Ксилол	0,137	0,093	0,169	0,038	0,104
Изопропилбензол	0,022	0,010	0,010	0,003	0,026
н-Пропилбензол	0,016	0,026	0,010	0,003	0,023
1-Метил-3-этилбензол 1-Метил-4-этилбензол	0,097	0,179	0,030	0,024	—
1,3,5-Триметилбензол	0,035	0,036	0,020	0,010	—
1-Метил-2-этилбензол	0,016	0,046	0,005	0,007	—
1,2,4-Триметилбензол	0,087	0,160	0,040	0,017	0,038
1-Метил-3-изопропилбензол	—	—	—	—	0,017
Всего ароматических углеводородов	1,883	1,240	1,725	0,734	1,385
Неидентифицированные	—	1,051	0,005	0,300	0,104

68. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145° С

Углеводород	Выход, вес. % на фракцию	Выход, вес. % на нефть	Углеводород	Выход, вес. % на фракцию	Выход, вес. % на нефть
Никольская нефть бобриковского горизонта			Пронькинская нефть башкирского яруса		
Этилбензол	1,0	0,044	Этилбензол	0	0
п-Ксилол	2,0	0,088	*п*-Ксилол	2,2	0,088
м-Ксилол	6,0	0,260	*м*-Ксилол	0	0
о-Ксилол	5,0	0,218	*о*-Ксилол	13,3	0,535
Пронькинская нефть турнейского яруса			Бобровская нефть угленосного горизонта		
Этилбензол	0	0	Этилбензол	2,0	0,080
п-Ксилол	3,0	0,131	*п*-Ксилол	3,0	0,120
м-Ксилол	5,0	0,218	*м*-Ксилол	7,0	0,280
о-Ксилол	7,0	0,306	о-Ксилол	3,0	0,120

Углеводород	Выход, вес. % на фракцию	Выход, вес. % на нефть
Родинская нефть верейского горизонта		
Этилбензол	1,8	0,054
п-Ксилол	2,9	0,087
м-Ксилол	2,5	0,075
о-Ксилол	2,4	0,072
Могутовская нефть		
п-Ксилол	1,6	0,045
м-Ксилол	3,0	0,084
о-Ксилол	4,0	0,112
Пономаревская нефть		
Этилбензол	2,0	0,068
п-Ксилол	2,0	0,068
м-Ксилол	5,0	0,170
о-Ксилол	3,0	0,102
Ашировская нефть		
Этилбензол	0,93	0,16
п-Ксилол	0,58	0,10
м-Ксилол	1,22	0,21
о-Ксилол	1,34	0,23

69. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %: ароматических	нафтеновых	парафиновых: всего	нормального строения	изостроения
Никольская нефть бобриковского горизонта								
62—85	3,2	0,7028	0	5	27	68	32	36
62—105	7,2	0,7230	Следы	7	29	64	30	34
85—105	4,0	0,7338	«	8	28	64	28	36
85—120	7,0	0,7413	0,01	9	28	63	28	35
85—180	19,5	0,7635	0,03	14	18	68	25	33
105—120	3,0	0,7492	0,02	11	26	63	27	36
105—140	7,0	0,7552	0,02	12	24	64	26	38
120—140	4,0	0,7613	0,035	13	20	67	26	41
140—180	8,5	0,7782	0,10	18	17	65	24	41
Пронькинская нефть турнейского яруса								
62—85	3,2	0,6620	0,025	3	17	80	34	46
62—105	6,4	0,6780	0,03	4	17	79	32	47
85—105	3,2	0,6900	0,03	6	17	77	30	47
85—120	5,2	0,7000	0,04	8	17	75	29	46
85—180	17,4	0,7430	0,08	15	18	67	25	42

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %: ароматических	нафтеновых	парафиновых: всего	нормального строения	изостроения
105—120	2,0	0,7130	0,045	10	17	73	28	45
105—140	6,0	0,7300	0,06	12	18	70	26	44
120—140	4,0	0,7350	0,07	13	18	69	25	44
140—180	8,2	0,7630	0,13	17	19	64	22	42
Пронькинская нефть башкирского яруса								
62—85	2,8	0,6850	0,04	3	25	72	38	34
62—105	6,0	0,7030	0,06	5	27	68	34	34
85—105	3,2	0,7160	0,08	6	24	70	32	38
85—120	5,6	0,7280	0,14	7	22	71	30	41
85—180	16,0	0,7540	0,26	15	18	67	28	41
105—120	2,4	0,7360	0,16	9	20	71	29	42
105—140	5,8	0,7440	0,21	12	19	69	28	41
120—140	3,4	0,7500	0,25	14	18	68	27	41
140—180	7,0	0,7712	0,40	18	17	65	26	39
Бобровская нефть угленосного горизонта								
62—85	4,6	0,6950	0,04	5	28	67	33	34
62—105	7,4	0,7060	0,06	7	28	65	30	35
85—105	2,8	0,7200	0,07	10	26	64	27	37
85—120	5,8	0,7260	0,08	11	25	64	26	38
85—180	16,6	0,7470	0,13	18	20	62	23	39
105—120	3,0	0,7330	0,10	13	24	63	25	38
105—140	6,2	0,7390	0,11	15	23	62	24	38
120—140	3,2	0,7440	0,12	17	21	62	23	39
140—180	7,6	0,7640	0,17	22	17	61	22	39
Родинская нефть верейского горизонта								
62—85	2,7	0,6800	0	4	25	71	34	37
62—105	5,5	0,7020	0	5	26	69	31	38
85—105	2,8	0,7170	0	6	26	68	28	40
85—120	4,6	0,7240	0	6	26	68	29	37
85—180	13,4	0,7450	Следы	10	28	62	25	37
105—120	1,8	0,7330	»	8	27	65	26	39
105—140	4,4	0,7390	»	9	27	64	25	39
120—140	2,6	0,7420	»	9	28	63	25	38
140—180	6,2	0,7440	0,03	14	29	57	22	35
Покровская нефть бобриковского горизонта								
62—85	3,2	0,6874	0,14	2	22	76	—	—
62—105	6,1	0,7029	0,18	4	24	72	—	—
85—105	2,9	0,7190	0,22	5	26	69	—	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
85—120	5,0	0,7261	0,25	6	28	66	—	—
85—180	14,5	0,7500	0,32	11	27	62	—	—
105—120	2,1	0,7331	0,29	8	29	63	—	—
105—140	4,6	0,7408	0,28	9	28	63	—	—
120—140	3,3	0,7465	0,31	11	28	61	—	—
140—180	6,2	0,7700	0,40	14	31	55	—	—
Твердиловская нефть								
62—85	3,0	0,6860	0,24	0	22	78	—	—
62—105	5,6	0,6950	0,25	5	19	76	—	—
85—105	2,6	0,7050	0,26	7	18	75	—	—
85—120	4,8	0,7150	0,26	8	17	75	—	—
85—180	15,4	0,7450	0,29	11	16	73	—	—
105—170	2,2	0,7240	0,26	11	15	74	—	—
105—140	5,6	0,7340	0,27	11	16	73	—	—
120—140	3,4	0,7450	0,28	10	17	73	—	—
140—180	7,4	0,7660	0,33	18	16	66	—	—
Могутовская нефть								
62—85	1,8	0,7100	Следы	1	13	86	—	—
62—105	3,8	0,7190	»	3	17	80	—	—
85—105	2,0	0,7250	»	3	20	77	—	—
85—120	3,7	0,7300	»	4	22	74	—	—
85—180	10,8	0,7500	0,10	7	27	66	—	—
105—120	1,7	0,7360	Следы	5	26	69	—	—
105—140	4,0	0,7420	»	5	27	68	—	—
120—140	2,3	0,7470	»	7	26	67	—	—
140—180	4,8	0,7670	0,18	12	27	61	—	—
Пономаревская нефть								
62—85	2,8	0,6800	0	5,2	24,4	70,4	34	36,4
62—105	5,8	0,6960	0,015	7	29	64	31	33
85—105	3,0	0,7070	0,02	8	27	65	30	35
85—120	5,0	0,7150	0,03	8,5	26	65,5	29	36,5
85—180	14,8	0,7480	0,04	13,6	16,4	70	27	43
105—120	2,0	0,7265	0,03	10	24	66	28	38
105—140	5,2	0,7370	0,035	12	20	68	28	40
120—140	3,2	0,7420	0,04	13	18	69	27	42
140—180	6,6	0,7690	0,09	18,2	16,6	65,2	26,6	38,6

70. Характеристика легких

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*
Никольская бобриковского горизонта	120—230 120—240	22,2 24,2	0,7870 0,7900	137 142	147 152	173 181	220 223	226 238	1,40 1,44	5,19 5,52
Пронькинская турнейского яруса	120—230 120—240	21,8 24,0	0,7750 0,7760	135 140	152 156	186 189	216 222	224 236	1,25 1,30	4,16 5,27
Пронькинская башкирского яруса	120—220 120—230	17,1 18,8	0,7780 0,7820	135 140	145 150	177 178	210 215	218 226	1,33 1,40	4,65 —
Бобровская угленосного горизонта	120—240	22,0	0,7770	130	148	173	215	230	1,25	4,41
Родинская верейского горизонта	120—240	17,8	0,7810	142	153	178	223	240	1,36	4,71
Покровская бобриковского горизонта	120—240	18,9	0,7840	134	141	176	220	232	1,38	6,35
Твердиловская	120—230	19,4	0,7760	138	153	178	215	225	1,37	5,32
Воронцовская	120—240	21,2	0,7885	139	152	181	219	232	1,34	—
Пономаревская	120—230 120—240	19,2 21,2	0,7800 0,7850	140 146	148 153	170 180	210 215	225 230	1,30 1,37	5,08 5,18
Тархановская	120—230 70—240	12,5 18,1	0,7816 0,7530	132 85	150 105	180 147	220 213	225 235	1,40 1,05	5,68 —
Султангуловская	120—240 120—225	15,6 13,6	0,7918 0,7788	147 137	159 147	187 170	225 205	238 —	1,49 1,30	5,86 4,58
Красноярская турнейского яруса	120—230 50—240	16,4 25,3	0,7751 0,7604	137 91	145 105	166 157	195 216	218 233	1,25 1,20	4,43 —
Байтуганская угленосного горизонта	120—225 120—230 50—240	16,5 17,5 24,2	0,7753 0,7793 0,7736	130 130 94	148 150 116	170 176 178	200 206 218	219 224 236	1,26 1,32 1,21	5,50 5,60 5,25
Байтуганская турнейского яруса	120—225 40—240 40—265	12,9 21,0 25,1	0,7780 0,7630 0,7730	148 82 84	158 114 119	176 167 184	205 216 236	— — —	1,36 1,13 1,29	5,03 — —

керосиновых дистиллятов

Температура, °C: начала кристаллизации	Температура, °C: вспышки в закрытом тигле	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %: общей	Содержание серы, %: меркаптановой	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* дистиллята	Иодное число, *мг* KOH на 100 *мл* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
—60	29	10 350	23	20,0	0,14	0,005	0,70	1,8	5
—55	—	10 340	21	20,7	0,16	0,007	0,89	2,1	—
—60	30	10 370	26	13,0	0,16	0,030	1,10	2,0	5
—56	—	10 355	24	14,3	0,18	0,050	1,26	2,4	6
—60	—	—	28	—	0,46	0,0037	1,32	—	—
—59	34	10 365	26	12,4	0,50	0,0062	1,52	4,9	—
—60	31	10 350	25	15,0	0,20	0,044	1,72	0,32	—
—60	35	10 360	22	—	0,10	0,0011	2,35	7,2	15,5
—60	28	10 312	—	15,6	0,48	0,057	—	—	—
—60	29	10 268	—	19,0	0,36	0,120	0,01	—	—
—62	33	—	—	—	0,119	0,0017	1,80	—	—
—60	30	10 340	29	18,0	0,10	0,003	0,40	0,9	8,0
—59	35	10 332	28	18,3	0,15	0,005	0,60	1,0	8,5
—60	27	10 330	—	15,9	0,40	0,018	1,9	2,90	8,0
<—60	—	—	—	—	0,30	0,016	1,7	—	—
—57	33	—	—	15,8	0,22	—	1,40	3,21	2,8
—60	28	—	—	14,0	0,20	—	1,04	3,00	2,0
<—60	30	—	—	12,0	0,22	0,030	1,45	4,80	3,0
—60	—	—	—	11,0	0,20	0,028	1,12	3,00	3,5
—60	30	10 345	—	12,0	0,26	0,006	0,90	2,50	3,2
—58	31	—	—	12,9	0,28	0,007	0,96	3,00	5,2
—60	—	—	—	10,0	0,25	0,006	1,00	2,30	5,5
—60	34	10 326	—	12,2	0,39	0,041	2,80	1,10	4,0
—61	—	10 396	—	10,2	0,34	—	1,90	1,40	1,0
—51	—	—	—	11,6	0,51	—	1,15	2,20	—

71. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	Температура, °С: помутнения	вспышки	Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
Никольская бобриковского горизонта	150—280	26,0	0,8090	170	180	218	266	280	93	<—15	62	18,0	<25	0,24	1,40
	150—320	34,0	0,8180	176	186	230	290	306	78	То же	—	16,5	То же	0,32	1,68
Пронькинская турнейского яруса	150—280	25,6	0,8000	164	176	206	250	276	97	—32	50	21	<24	0,37	1,60
	150—320	33,4	0,8110	172	178	224	283	300	82	—27	—	19	То же	0,53	2,20
Пронькинская башкирского яруса	150—280	21,4	0,8093	177	184	218	260	—	98	—37	—	23,5	<27	0,84	2,28
	150—320	27,6	0,8230	180	190	240	293	—	72	—24	68	22	То же	1,00	—
Бобровская угленосного горизонта	150—280	24,0	0,8006	155	170	208	256	274	97	<—15	45	21,5	<26	0,28	1,72
	150—320	31,2	0,8100	172	182	220	288	304	80	То же	58	19,5	То же	0,33	2,46
Родинская верейского горизонта	150—280	18,8	0,8040	162	182	213	255	270	98	»	48	19,0	<24	0,20	3,13
	150—320	24,4	0,8170	174	196	234	288	300	76	»	62	17,5	То же	0,31	3,92
Покровская бобриковского горизонта	150—280	20,2	0,8048	152	167	208	256	266	—	—29	48	20	<25	0,72	1,60
	150—320	26,9	0,8163	156	172	227	284	292	80	—21	51	18,5	То же	0,90	2,40
Твердиловская	150—280	22,6	0,8000	174	185	210	250	262	99	—41	53	22	<24	0,57	0,49
	150—320	28,8	0,8090	177	190	232	291	308	74	—23	59	20	То же	0,75	0,61

Воронцовская	150—280 150—320	24,2 33,0	0,8158 0,8210	175 180	185 193	217 248	258 302	273 318	97,5 68	<—12 То же	56 65	18 16	33 26,6	0,50 0,65	1,97 2,36
Могутовская	150—280 150—320	17,2 23,2	0,8065 0,8225	174 176	182 186	216 238	250 286	265 295	— 76	—41 —24	51 54	19 17	<24 То же	1,20 1,40	1,44 2,41
Пономаревская	150—280 150—320	24,6 32,0	0,8080 0,8200	164 172	180 185	215 226	254 283	265 300	— 82	<—12 То же	58 69	21 19	<26 То же	0,31 0,42	1,20 2,00
Тархановская	150—280 150—320	16,3 22,3	0,8095 0,8265	164 165	177 185	216 240	260 310	273 317	95 72	—37 —30	51 53	14 20	<30 То же	0,60 1,02	2,50 2,80
Султангуловская	150—320 160—320	24,3 23,0	0,8270 0,8280	169 175	190 195	253 259	300 302	310 312	68 70	— —	— —	— —	30,5 31,0	0,93 0,95	2,7 —
Красноярская турнейского яруса	150—320	28,0	0,8220	169	190	239	296	308	74	—10	—	—	<23	1,21	7,84
Бугурусланская	150—315	26,6	0,8277	170	190	231	280	300	76	—	—	17	<26	1,77	—
Новостепановская	200—300	19,1	0,8383	205	225	250	288	296	74,5	—	—	—	То же	1,53	0,07
Байтуганская угленосного горизонта	150—320 150—330	29,2 30,2	0,8201 0,8249	168 172	179 187	237 250	302 314	310 322	71 62	—21 —20	— —	17 —	<23 То же	1,04 1,22	6,00 6,81

72. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %: ароматических	нафтеновых	парафиновых
Никольская нефть бобриковского горизонта			
200—250	24	24	52
250—300	26	16	58
200—300	25	20	55
Пронькинская нефть турнейского яруса			
200—250	21	18	61
250—300	26	19	55
200—300	24	19	57
Пронькинская нефть башкирского яруса			
200—250	24	37	39
250—300	30	27	43
200—300	27	32	41
300—350	36	31	33
Бобровская нефть угленосного горизонта			
200—250	17	25	58
250—300	21	29	50
200—300	19	27	54
300—350	27	11	62
Родинская нефть верейского горизонта			
200—250	13	48	39
250—300	24	40	36
200—300	19	44	38
300—350	32	24	44
Покровская нефть бобриковского горизонта			
200—250	17	40	43
250—300	19	32	49
200—300	18	36	46
Твердиловская нефть			
200—250	20	31	49
250—300	22	20	58
200—300	21	25	54
Могутовская нефть			
200—250	16	34	50
250—300	25	40	35
200—300	21	38	41
Пономаревская нефть			
200—250	14	26	60
250—300	18	21	51
200—300	21	23	56
Тархановская нефть			
200—250	19	35	46
250—300	27	20	53
200—300	24	27	49

73. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Никольская нефть бобриковского горизонта																	
150—350	39,0	53	58,1	188	248	318	330	0,8270	3,40	1,73	—30	—24	68	0,37	—	1,82	64,0
200—350	28,2	55	56,0	249	279	320	331	0,8418	5,20	2,60	—16	—12	—	0,52	0,0021	1,96	69,4
240—320	15,8	56	57,2	266	278	305	311	0,8451	5,90	2,90	—12	—10	—	0,55	0,0014	2,10	72,6
230—350	22,8	57	57,1	270	290	324	332	0,8490	6,50	3,10	—8	—5	—	0,58	—	2,15	—
240—350	20,8	58	57,0	275	294	328	332	0,8510	7,40	3,40	—7	—4	134	0,62	0,0002	2,24	76,0
Пронькинская нефть турнейского яруса																	
150—350	38,6	52	58,9	190	250	310	320	0,8200	3,42	1,80	—28	—18	64	0,67	0,038	2,70	63,2
200—350	28,4	54	57,0	230	263	315	321	0,8340	4,65	2,40	—20	—12	95	0,90	—	3,21	67,2
240—320	15,2	56	—	250	268	310	318	0,8370	5,10	2,60	—16	—10	—	0,97	—	3,50	—
230—350	22,6	57	—	260	270	318	322	0,8420	5,70	2,10	—13	—8	—	1,05	—	—	—
240—350	20,4	58	54,5	270	285	320	323	0,8450	6,30	3,00	—12	—7	120	1,07	0,039	4,00	68,8
Пронькинская нефть башкирского яруса																	
150—350	32,8	51	58,1	188	256	315	320	0,8332	3,70	2,00	—29	—15	69	1,20	0,0020	2,39	69,5
200—350	24,0	55	56,0	243	280	319	324	0,8480	5,20	2,70	—17	—10	105	1,50	—	—	70,5
240—320	12,4	55	52,1	266	280	304	307	0,8488	5,50	2,80	—15	—11	126	1,64	—	—	65,2
230—350	19,2	—	—	269	285	320	325	0,8540	6,50	3,20	—11	—8	—	1,68	—	—	—
240—350	17,6	58	49,0	272	290	324	330	0,8576	7,20	3,33	—10	—5	128	1,70	0,0004	3,53	66,0
Бобровская нефть угленосного горизонта																	
150—350	36,8	52	60,5	187	238	313	318	0,8200	3,00	1,80	—26	—17	60	0,40	0,025	3,69	66,0
200—350	27,2	58	62,0	237	270	315	323	0,8330	4,60	2,45	—16	—10	—	0,50	0,011	4,67	73,8
240—320	14,4	60	61,0	260	275	300	306	0,8350	5,00	2,60	—14	—7	—	0,54	0,010	4,42	72,6
240—350	20,0	61	59,5	269	283	318	322	0,8430	6,20	3,20	—7	—4	120	0,60	0,011	5,65	75,0

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Родинская нефть верейского горизонта																	
150—350	28,4	52	61,0	194	252	317	322	0,8250	3,30	1,80	—32	—20	85	0,42	—	5,09	—
180—350	23,8	52	59,1	216	263	318	322	0,8370	4,10	2,20	—26	—17	100	0,51	—	5,90	—
200—350	20,8	53	58,2	238	274	320	323	0,8420	4,60	2,50	—21	—14	—	0,62	—	6,66	—
240—320	10,8	53	54,3	260	275	304	310	0,8440	5,00	2,70	—20	—13	122	0,70	—	7,05	—
240—350	14,8	55	53,1	265	288	326	330	0,8520	5,90	3,10	—12	—6	118	0,82	0,018	8,62	—
Покровская нефть бобриковского горизонта																	
150—350	31,5	55	56,2	180	247	313	314	0,8240	3,83	1,80	—28	—19	84	1,15	—	2,9	—
200—350	24,0	58	50,7	233	270	316	323	0,8375	5,41	2,40	—20	—14	101	1,22	—	3,2	—
240—320	13,0	58	53,8	252	266	290	292	0,8400	5,80	2,60	—17	—17	109	1,30	—	3,4	—
240—350	17,6	59	51,5	263	282	320	324	0,8492	7,90	3,26	—11	—10	115	1,48	—	3,6	—
Твердиловская нефть																	
150—350	33,2	50	61,7	194	236	328	332	0,8185	3,0	1,7	—17	—12	61	0,88	—	1,97	—
180—350	27,6	—	—	210	250	320	327	0,8240	4,0	2,2	—16	—11	77	0,95	—	—	—
200—350	24,0	53	61,0	226	273	317	324	0,8300	4,7	2,5	—13	—10	86	1,00	—	2,47	—
240—320	12,8	54	—	262	281	303	308	0,8330	5,3	2,9	—12	—10	116	1,06	—	2,71	—
240—350	17,2	56	59,5	271	291	317	325	0,8380	6,8	3,4	—6	—5	130	1,13	—	2,96	—
230—350	18,8	55	—	269	290	315	320	0,8360	6,5	3,3	—8	—7	—	1,11	—	2,85	—
Воронцовская нефть																	
150—350	39,6	50,3	47,3	200	259	327	342	0,8340	3,38	—	—32	—19	65	0,84	—	—	—
200—350	30,6	51	49,6	248	283	333	345	0,8510	5,25	—	—20	—14	102	1,06	—	4,50	—
200—370	34,2	—	—	248	294	355	—	0,8560	6,25	—	—17	—8	105	1,16	—	6,03	—
240—350	23,4	52,3	49	280	299	337	347	0,8610	7,46	—	—14	—7	127	1,30	—	5,63	—
240—370	27,0	53	—	285	313	359	—	0,8660	9,03	—	—10	—5	132	1,41	—	6,86	—
Могутовская нефть																	
150—350	27,8	57	49,0	223	290	314	—	0,8459	4,95	2,53	—18	—11	79	1,45	—	5,30	60
200—350	21,8	58	49,3	248	277	310	—	0,8511	5,72	2,76	—16	—10	106	1,65	—	7,23	63
240—350	16,8	59	48,6	280	300	311	—	0,8630	7,48	3,45	—10	—4	116	1,95	—	7,50	68

Пономаревская нефть

150—350	37,5	48	66	186	240	306	310	0,8350	3,70	1,80	—26	—19	71	0,51	0,00041	2,0	—
200—350	28,7	52	51,5	235	262	310	315	0,8440	5,00	2,50	—17	—14	102	0,65	0,00110	—	—
230—350	23,1	53	—	255	272	311	317	0,8510	6,30	3,00	—11	—9	—	0,70	—	—	—
240—320	15,6	55	—	256	273	296	350	0,8470	5,50	2,70	—15	—14	—	0,67	0,00150	—	—
240—350	21,1	56	57,5	258	278	312	318	0,8540	7,00	3,20	—12	—10	—	0,76	—	2,4	—

Тархановская нефть

150—350	26,8	48	—	187	255	330	—	0,8177	2,55	1,54	—38	—8	54	1,23	—	2,94	—
200—350	21,0	52,5	—	243	280	330	—	0,8400	3,60	2,00	—25	—4	90	1,85	—	3,36	—
230—320	13,0	53	—	258	286	310	—	0,8390	3,40	1,80	—27	—5	107	1,70	—	3,10	—
230—350	17,5	55	—	260	295	330	—	0,8450	—	2,20	—21	—1	115	1,95	—	3,78	—

Султангуловская нефть

160—350	27,0	49	—	194	253	312	—	0,8328	3,51	1,98	—22	—	—	0,96	—	—	—
240—320	11,9	52	—	266	280	305	—	0,8552	6,41	3,11	—16	—	—	1,82	—	—	—
200—350	21,8	52	—	237	275	318	—	0,8490	5,91	2,72	—13	—	—	1,76	—	—	—
225—320	14,0	52	—	245	270	303	—	0,8500	5,50	2,90	—16	—	—	1,80	—	—	—
225—350	18,0	52	—	253	282	319	—	0,8548	6,00	3,01	—14	—	—	2,00	—	—	—
240—350	16,0	52	—	270	289	320	—	0,8607	7,46	3,42	—12	—	—	2,26	—	—	—

Красноярская нефть турнейского яруса

150—350	34,0	54	—	192	254	319	—	0,8300	3,57	—	—30	—9	65	1,40	—	9,02	—
200—350	27,0	55,5	—	238	274	326	—	0,8460	5,19	—	—12	—7	100	1,69	—	13,44	—
230—320	16,0	57,5	—	234	262	298	—	0,8400	4,50	—	—17	—14	101	1,56	—	10,14	—
230—350	22,0	58	—	242	275	326	—	0,8480	5,57	—	—10	—6	103	1,75	—	15,12	—

Бугурусланская нефть

190—390	30,0	49	—	235	280	338	—	0,8567	5,40	—	—10	—	—	2,10	—	—	—
240—350	18,0	45	—	—	—	—	—	0,8170	4,30	—	—20	—	—	2,00	—	—	—

Байтуганская нефть угленосного горизонта

150—350	33,8	51	—	193	250	315	—	0,8268	3,25	—	—25	—15	55	1,32	—	—	—
200—350	26,2	56	—	233	270	320	—	0,8449	5,11	—	—19	—11	88	1,79	—	—	—
230—320	16,0	55	—	252	273	310	—	0,8468	5,46	2,20	—18	—12,5	80	1,77	—	—	—
230—350	20,6	57	—	253	280	320	—	0,8513	5,54	2,50	—15	—9	102	1,88	—	—	—

74. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °C	ν_{20}, сст	Температура застывания, °C	Дизельный индекс	Содержание ароматических углеводородов, %
Никольская нефть бобриковского горизонта									
Фракция 240—350 °C	100,0	20,8	0,8510	1,4740	76,0	7,40	—7	57	26,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	70,0	14,5	0,8748	1,4858	71,5	9,49	<—60	47	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	30,0	6,3	0,8000	1,4300	—	—	7	—	—
Пронькинская нефть турнейского яруса									
Фракция 240—350 °C	100,0	20,4	0,8450	1,4710	68,8	6,30	—12	54,5	29,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	78,6	16,0	0,8696	1,4825	61,8	7,94	<—60	46	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	21,4	4,4	0,7940	1,4425	—	—	12	—	—
Пронькинская нефть башкирского яруса									
Фракция 240—350 °C	100,0	17,6	0,8576	1,4769	—	7,20	—10	—	34,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	84,7	14,9	0,8842	1,4879	—	8,99	<—60	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	15,3	2,7	0,7851	1,4409	—	—	15	—	—
Бобровская нефть угленосного горизонта									
Фракция 200—350 °C	100,0	27,2	0,8330	1,4627	73,8	4,60	—16	62	20,7
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	67,0	18,2	0,8522	1,4751	66,0	5,14	—58	52	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	33,0	9,0	0,7724	1,4348	93,3	3,50	8	101	—
Родинская нефть верейского горизонта									
Фракция 240—350 °C	100,0	14,8	0,8520	1,4760	67,0	5,90	—12	53	27,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	64,0	9,5	0,8674	1,4820	60,0	7,38	<—60	43	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	36,0	5,3	0,8260	1,4600	70,0	4,12	—	62	—
Пономаревская нефть									
Фракция 240—350 °C	100,0	21,1	0,8540	1,4735	70,6	7,00	—12	57,5	29
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	80,0	16,9	0,8797	1,4849	62,2	7,42	<—60	41	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	20,0	4,2	0,7893	1,4385	92,2	4,77	9	91	—

75. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C	Содержание, %: серы	Содержание, %: смол сернокислотных	Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %: I группа	II группа	III группа	IV группа	Содержание смолистых веществ, %
Никольская бобриковского горизонта	350—475	19,7	0,9040	360	24,50	5,40	28	1,16	9	0,06	56	12	7	6	17	2
Пронькинская турнейского яруса	350—500	22,0	0,8970	334	19,00	4,60	27	1,75	6	0,12	56	15	4	18	5	2
Пронькинская башкирского яруса*	350—500	23,6	0,9140	360	26,15	5,62	32	2,17	16	0,09	54	11	7	26	—	2
Бобровская угленосного горизонта	350—500	24,0	0,8970	396	28,50	6,30	39	1,30	12	0,17	63	12	2	17	3	3
Родинская верейского горизонта	350—480	20,2	0,8960	340	10,60	4,20	17	1,70	8	0,17	52	16	7	17	5	3
Пономаревская	350—500	20,7	0,9040	296	28,00	5,50	28	1,25	7	0,047	60	17	4	15	3	1
Аshировская	350—480	18,5	0,8828	430	19,38	5,01	30	0,47	—	—	—	—	—	—	—	—
Тархановская	350—500	20,3	0,9018	190	17,08	4,13	25	2,69	—	—	49	15	35	—	—	—
Султангуловская	350—460	20,0	0,9000	—	14,08	4,00	20	2,31	—	—	50	17	Сумма 32		—	1
Красноярская турнейского яруса	350—440	17,8	0,8876	170	25,52	4,63	30	2,05	—	0,077	56	16	Сумма 28		—	—
Байтуганская угленосного горизонта	350—460	19,2	0,8890	—	15,31	4,12	23	2,66	—	—	52	16	Сумма 32		—	—

* Содержание ванадия—0,0009%.

76. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга

Выход, объемн. %	Фракция 350–475 °C никольской нефти бобриковского горизонта	Фракция 350–500 °C пронькинской нефти турнейского яруса	Фракция 350–500 °C пронькинской нефти башкирского яруса	Фракция 350–500 °C бобриковской нефти угленосного горизонта	Фракция 350–480 °C родинской нефти верейского горизонта	Фракция 350–500 °C пономаревской нефти
н. к.	350	320	348	354	350	350
5	360	340	372	368	358	375
10	372	388	390	374	370	385
20	392	400	400	390	384	400
30	406	412	410	402	396	412
40	416	422	420	418	408	420
50	422	436	435	430	418	430
60	434	446	450	446	430	438
70	450	460	460	458	442	450
80	464	472	472	468	456	462
90	470	482	486	492	468	482
95	474	489	487	496	472	494
98	476	496	497	500	480	498

77. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °C	Содержание, %				
		C	H	O	S	N
Никольская бобриковского горизонта	350—475	86,10	12,59	0,10	1,16	0,05
Пронькинская турнейского яруса	350—500	85,30	12,50	0,38	1,75	0,07
Пронькинская башкирского яруса	350—500	85,01	12,50	0,14	2,17	0,18
Бобровская угленосного горизонта	350—500	85,57	12,85	0,19	1,30	0,09
Родинская верейского горизонта	350—480	85,15	12,54	0,56	1,70	0,05
Пономаревская	350—500	85,80	12,58	0,29	1,25	0,08

78. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Никольская нефть бобриковского горизонта								
Мазут топочный								
40	26,4	0,9478	8,00	3,83	6	260	1,83	8,70
100	21,5	0,9549	15,00	5,50	9	285	1,86	10,20
200	20,3	0,9550	17,00	6,50	10	288	1,88	10,50
Остаток								
выше 300 °C	44,0	0,9220	2,38	1,75	—2	186	1,56	4,92
» 350 °C	35,0	0,9350	3,62	2,32	1	220	1,70	6,45
» 400 °C	27,2	0,9468	7,08	3,50	5	250	1,82	8,40
» 450 °C	19,0	0,9578	19,58	12,38	11	295	1,88	11,00
» 475 °C	15,3	0,9622	41,06	14,57	15	322	1,90	12,68
Пронькинская нефть турнейского яруса								
Мазут топочный								
40	46,2	0,9270	2,55	1,70	24	206	2,10	6,45
100	28,9	0,9500	14,66	6,70	34	286	2,74	11,73
Остаток								
выше 300 °C	51,0	0,9220	2,15	1,60	21	186	1,92	6,11
» 350 °C	42,0	0,9340	3,10	2,00	26	224	2,16	7,36
» 400 °C	33,8	0,9440	8,30	4,50	31	262	2,50	8,90
» 450 °C	26,4	0,9530	—	9,30	36	300	2,90	12,43
» 500 °C	20,0	0,9620	59,96	21,97	40	356	3,20	16,44
Пронькинская нефть башкирского яруса								
Мазут топочный 40	56,5	0,9413	7,00	3,02	19	187	3,40	10,77
Остаток								
выше 300 °C	56,0	0,9417	7,10	3,08	20	189	3,42	10,90
» 350 °C	47,6	0,9530	11,50	5,10	26	229	3,80	12,00
» 400 °C	40,8	0,9600	26,00	7,50	31	262	4,10	13,41
» 450 °C	30,5	0,9710	—	35,35	37	312	4,30	15,15
» 500 °C	24,0	0,9774	—	105,9	38	342	4,50	15,61
Бобровская нефть угленосного горизонта								
Мазут топочный								
40	43,6	0,9250	8,00	4,00	10	217	1,84	10,30
100	40,6	0,9330	11,00	4,90	13	228	1,92	10,70
Остаток								
выше 300 °C	45,0	0,9220	6,70	3,70	8	210	1,82	10,11
» 350 °C	36,0	0,9450	—	6,30	19	244	2,05	11,51
» 400 °C	28,8	0,9650	—	9,00	29	270	2,25	12,14
» 450 °C	21,6	0,9853	—	—	41	302	2,60	13,30
» 500 °C	12,0	1,0136	—	—	>50	350	3,80	14,76

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Родинская нефть верейского горизонта								
Мазут флотский								
5	78,4	0,9150	1,98	1,45	—26	94	2,40	10,40
12	71,0	0,9283	3,10	2,03	—16	126	2,50	11,60
Мазут топочный*								
40	61,2	0,9477	8,00	5,00	0	185	2,70	12,21
100	54,5	0,9608	15,50	8,52	12	217	2,90	12,53
200	65,5	0,9558	12,80	6,50	7	212	2,85	12,45
Остаток								
выше 300 °С	62,0	0,9453	7,00	3,72	—2	177	2,66	11,96
» 350 °С	55,2	0,9586	14,2	8,03	10	222	2,87	12,45
» 400 °С	48,0	0,9750	—	125,0	22	264	3,00	12,90
» 450 °С	40,4	0,9880	—	290,0	28	282	3,20	13,40
» 480 °С	35,0	0,9959	—	386,7	40	331	3,56	13,80
Покровская нефть бобриковского горизонта								
Мазут топочный								
40	59,7	0,9254	2,98	1,84	10	163	2,90	8,2
100	43,7	0,9572	10,28	5,32	23	217	3,40	11,8
200	40,4	0,9630	13,54	7,87	26	232	3,50	13,2
Остаток								
выше 300 °С	57,0	0,9310	3,48	1,98	11	172	3,08	8,6
» 350 °С	49,0	0,9459	6,32	3,23	18	197	3,20	10,4
» 400 °С	41,0	0,9620	12,00	7,50	26	230	3,48	13,2
» 450 °С	33,8	0,9768	—	15,80	32	266	3,80	16,6
Твердиловская нефть								
Мазут топочный*								
40	45,0	0,9230	5,4	2,4	23	222	3,29	5,6
100	27,4	0,9500	14,0	—	40	296	3,80	9,8
Остаток								
выше 300 °С	52,0	0,9140	3,0	1,9	20	194	3,19	4,7
» 350 °С	45,0	0,9230	5,4	2,4	23	222	3,29	5,6
» 400 °С	38,0	0,9330	8,3	3,3	27	250	3,45	7,3
» 450 °С	30,8	0,9450	12,25	5,4	34	284	3,58	8,7
Воронцовская нефть								
Мазут топочный								
40	52,0	0,9480	7,50	4,00	18[1]	215	1,94	8,5
100	43,0	0,9600	15,00	6,50	23	248	2,06	10,4
200	42,0	0,9620	17,00	7,00	23	252	2,08	10,8
Остаток								
выше 300 °С	59,0	0,9370	4,50	2,60	12	186	1,87	7,5
» 350 °С	47,4	0,9520	8,20	4,70	20	234	1,98	9,0
» 400 °С	38,0	0,9660	18,20	8,00	24	258	2,10	11,5
» 450 °С	24,4	0,9896	—	—	26	—	2,38	14,0

* Мазуты этих марок не являются кондиционными по температуре застывания; по содержанию серы отвечают требованиям ГОСТ 10585—63 для высокосернистых нефтей.

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Могутовская нефть								
Мазут топочный								
40	86,8	0,9390	5,04	2,16	—11	102	3,12	12,40
100	73,0	0,9610	13,38	4,93	9	178	3,36	13,16
200	69,2	0,9665	21,80	7,00	14	198	3,44	13,46
Остаток								
выше 300 °С	69,0	0,9675	22,00	7,20	15	199	3,46	13,60
» 350 °С	61,4	0,9770	55,00	16,40	23	242	3,60	14,00
» 400 °С	54,4	0,9870	—	30,20	31	278	3,78	14,60
» 485 °С	43,0	1,089	—	561	43	—	4,70	—
Пономаревская нефть								
Мазут флотский 5	72,7	0,8950	1,63	1,35	—5	125	1,20	5,14
Мазут топочный								
40	44,5	0,9330	7,50	4,00	20	238	1,51	8,42
100	41,5	0,9380	12,80	5,60	23	252	1,58	9,43
200	38,6	0,9430	20,30	8,40	25	267	1,64	10,26
Остаток								
выше 300 °С	53,8	0,9200	3,90	2,10	12	200	1,40	6,45
» 350 °С	44,5	0,9330	7,50	4,10	21	240	1,54	8,42
» 400 °С	36,2	0,9470	25,20	11,30	28	276	1,67	10,66
» 450 °С	30,0	0,9610	—	19,00	32	306	1,90	13,50
» 500 °С	23,8	1,0001	220	61,40	36	344	2,30	14,80
Ашировская нефть								
Мазут топочный 40	33,0	0,8333	3,46	2,18	25	208	0,41	—
Остаток выше 480 °С	14,6	0,9388	—	9,80	22	324	1,30	7,10
Тархановская нефть								
Мазут топочный								
40	68,8	0,9480	8,00	2,83	11	182	3,77	10,01
100	64,0	0,9580	15,00	4,03	15	201	3,80	10,42
200	59,5	0,9645	20,32	6,82	19	220	3,92	11,39
Остаток								
выше 350 °С	63,0	0,9588	16,20	4,52	17	206	3,89	10,52
» 400 °С	55,5	0,9720	—	11,80	24	236	4,00	11,83
» 450 °С	48,5	0,9853	—	—	30	268	4,40	12,01

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Султангуловская нефть								
Мазут флотский 5	89,9	0,9280	—	1,62	−21	88	2,15	8,13
Мазут топочный								
40	70,4	0,9570	8,00	3,90	−1	103	2,39	13,09
100	64,8	0,9660	13,00	6,00	6	184	2,49	16,01
200	62,0	0,9700	—	8,70	9	195	2,54	16,45
Остаток								
выше 350 °С	62,0	0,9700	—	8,70	9	195	2,54	16,45
» 400 °С	55,4	0,9800	—	22,00	18	220	2,64	18,01
» 450 °С	46,0	1,0030	—	—	34	264	2,96	20,48
Красноярская нефть турнейского яруса								
Мазут топочный								
40	57,6	0,9581	8,00	4,40	8	205	3,70	12,01
100	52,3	0,9650	13,00	5,63	11	220	3,77	12,90
200	53,0	0,9640	13,00	6,00	13	224	3,80	13,56
Остаток								
выше 350 °С	53,0	0,9640	13,00	6,00	13	224	3,80	13,56
» 400 °С	43,6	0,9800	—	20,21	22	270	3,90	17,50
» 440 °С	36,2	1,0062	—	39,89	28	318	4,13	19,57
Бугурусланская нефть								
Остаток								
выше 300 °С	65,4	—	—	4,60	10	—	2,45	—
» 350 °С	58,0	—	—	9,40	14	—	2,80	—
Новостепановская нефть								
Остаток выше 315 °С	51,3	0,9574	—	3,81	16	178	3,45	—
Байтуганская нефть угленосного горизонта								
Мазут флотский 12	71,0	0,9380	—	2,72	−9	168	3,20	8,46
Мазут топочный								
40	64,0	0,9530	8,00	4,15	−4	194	3,40	8,98
200	59,2	0,9653	13,00	6,70	0	208	3,50	9,14
Остаток								
выше 350 °С	55,4	0,9750	—	7,50	4	232	3,60	9,15
» 400 °С	45,6	0,9900	—	21,80	12	266	4,10	12,32
» 450 °С	37,8	0,9990	—	—	17	296	4,22	14,03

79. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Коксуемость, %	Содержание ванадия, %
Никольская нефть бобриковского горизонта						
350	35,0	0,9350	2,32	1	6,45	0,00078
450	19,0	0,9578	12,38	11	11,00	0,00148
475	15,3	0,9622	14,57	15	12,70	0,00219
Пронькинская нефть турнейского яруса						
350	42,0	0,9340	2,00	26	7,36	0,0039
450	26,4	0,9530	9,30	36	12,43	0,0051
500	20,0	0,9620	21,97	40	16,44	0,0063
Пронькинская нефть башкирского яруса						
350	47,6	0,9530	5,10	29	12,00	0,0127
450	30,4	0,9710	5,32	37	15,15	0,0214
500	24,0	0,9774	105,9	38	15,61	0,0260
Бобровская нефть угленосного горизонта						
350	36,0	0,9450	6,30	19	11,51	0,0130
450	21,6	0,9853	—	41	13,30	—
500	12,0	1,0136	—	>50	14,76	—
Родинская нефть верейского горизонта						
350	55,2	0,9586	8,03	10	12,45	0,0075
450	40,4	0,9880	290	28	13,40	—
480	35,0	0,9959	386,7	40	13,80	0,0088
Воронцовская нефть						
300	58,0	0,9370	2,60	12	7,50	—
350	47,4	0,9520	4,70	20	9,00	—
450	24,4	0,9860	—	26	14,00	—
Пономаревская нефть						
350	44,5	0,9330	4,10	21	8,50	0,0024
450	30,0	0,9580	19,00	32	12,50	—
500	23,8	1,0000	220,0	36	14,80	0,0054

80. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Никольская нефть бобриковского горизонта					
350	85,70	12,30	0,18	1,70	0,12
450	86,00	11,75	0,19	1,88	0,18
475	86,30	11,30	0,20	1,90	0,30
Пронькинская нефть турнейского яруса					
350	85,00	12,20	0,49	2,16	0,15
450	85,00	11,80	0,11	2,90	0,19
500	85,03	11,50	0,04	3,20	0,23
Пронькинская нефть башкирского яруса					
350	84,30	11,30	0,20	3,80	0,40
450	84,40	10,61	0,31	4,30	0,38
500	84,43	10,30	0,35	4,50	0,42
Бобровская нефть угленосного горизонта					
350	85,40	12,10	0,22	2,05	0,23
450	85,50	11,50	0,06	2,60	0,34
500	85,60	10,00	0,10	3,80	0,50
Родинская нефть верейского горизонта					
350	85,80	11,10	0,05	2,80	0,25
450	—	—	—	—	—
480	85,90	10,10	0,10	3,56	0,34
Воронцовская нефть					
300	—	—	—	1,87	—
350	—	—	—	1,98	—
450	—	—	—	2,38	—
Пономаревская нефть					
350	85,80	11,90	0,51	1,54	0,25
450	86,00	11,50	0,30	1,90	0,30
500	86,10	11,13	0,12	2,30	0,35

81. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефти, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Никольская нефть бобриковского горизонта											
28—200	34,2	—	88	—	12	—	—	—	—	12	—
200—250	9,2	1,4405—1,4707	76	1,4972—1,5280	15	1,5322—1,5565	9	—	—	24	—
250—300	10,0	1,4467—1,4882	74	1,5007—1,5225	12	1,5337—1,5762	14	—	—	26	—
300—350	9,0	1,4526—1,4816	71	1,4924—1,5200	8	1,5430—1,5770	21	—	—	29	—
350—400	7,8	1,4606—1,4873	64	1,5031—1,5231	9	1,5388—1,5816	12	>1,5900	15	36	—
400—450	8,1	1,4715—1,4882	53	1,5035—1,5235	13	1,5398—1,5855	14	То же	18	45	2
Пронькинская нефть турнейского яруса											
28—200	28,4	—	86	—	14	—	—	—	—	14	—
200—250	9,0	1,4432—1,4512	79	1,4950—1,5125	8	1,5428—1,5600	13	—	—	21	—
250—300	10,4	1,4494—1,4699	74	1,4962—1,5221	7	1,5430—1,5625	19	—	—	26	—
300—350	9,0	1,4565—1,4852	67	1,4963—1,5222	9	1,5420—1,5695	24	—	—	33	—
350—400	8,2	1,4570—1,4852	62	1,4980—1,5234	14	1,5390—1,5755	24	—	—	38	—
400—450	7,4	1,4670—1,4865	54	1,4995—1,5240	20	1,5392—1,5880	20	1,5902—1,5908	4	44	2
450—500	6,4	1,4672—1,4878	51	1,4997—1,5255	14	1,5469—1,5885	21	1,5909—1,5989	12	47	2
Пронькинская нефть башкирского яруса											
28—200	26,8	—	90	—	10	—	—	—	—	10	—
200—250	7,8	1,4435—1,4805	76	1,5035—1,5300	17	1,5309—1,5380	7	—	—	24	—
250—300	7,8	1,4479—1,4790	70	1,4908—1,5260	8	1,5314—1,5420	22	—	—	30	—
300—350	8,4	1,4490—1,4798	64	1,4912—1,5262	10	1,5316—1,5620	26	—	—	36	—
350—400	8,8	1,4597—1,4832	58	1,4917—1,5268	10	1,5347—1,5780	32	—	—	42	—
400—450	8,4	1,4711—1,4821	52	1,4927—1,5294	13	1,5344—1,5797	34	—	—	47	1
450—500	6,4	1,4740—1,4848	48	1,4942—1,5286	14	1,5338—1,5870	35	—	—	49	3

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Бобровская нефть угленосного горизонта											
28—200	33,2	—	88	—	12	—	—	—	—	12	—
200—250	9,2	1,4402—1,4595	83	1,4912—1,5130	7	1,5340—1,5640	10	—	—	17	—
250—300	9,0	1,4448—1,4758	79	1,4958—1,5105	6	1,5370—1,5670	15	—	—	21	—
300—350	9,0	1,4508—1,4778	73	1,4970—1,5252	7	1,5385—1,5720	20	—	—	27	—
350—400	7,2	1,4585—1,4793	66	1,4988—1,5263	11	1,5387—1,5827	22	—	—	33	1
400—450	7,2	1,4615—1,4803	63	1,4993—1,5295	12	1,5394—1,5870	19	1,5920—1,5935	3	34	3
450—500	9,6	1,4728—1,4862	62	1,4998—1,5299	11	1,5402—1,5860	8	1,5927—1,5942	16	35	3
Родинская нефть верейского горизонта											
28—200	22,1	—	91	—	9	—	—	—	—	9	—
200—250	7,4	1,4408—1,4705	87	1,4910—1,5265	5	1,5360—1,5375	8	—	—	13	—
250—300	7,4	1,4416—1,4760	76	1,4960—1,5280	6	1,5308—1,5575	18	—	—	24	—
300—350	6,8	1,4510—1,4828	68	1,4960—1,5240	8	1,5370—1,5530	24	—	—	32	—
350—400	7,2	1,4525—1,4838	58	1,4966—1,5266	19	1,5378—1,5890	20	1,5922—1,5970	1	40	2
400—450	7,0	1,4614—1,4850	53	1,4968—1,5284	16	1,5380—1,5892	24	1,5982—1,6010	4	44	3
450—480	5,4	1,4624—1,4856	49	1,4974—1,5290	16	1,5382—1,5896	23	1,5996—1,6040	7	46	5
Покровская нефть бобриковского горизонта											
28—200	24,8	—	91	—	—	—	—	—	—	9	—
200—250	7,8	1,4340—1,4795	83	1,4985—1,5288	6	1,5408—1,5652	11	—	—	17	—
250—300	8,2	1,4470—1,4670	81	1,4908—1,5245	3	1,5358—1,5675	16	—	—	19	—
300—350	8,0	1,4500—1,4815	76	1,5075—1,5238	2	1,5330—1,5645	21	—	—	24	—
350—400	8,0	1,4660—1,4760	72	1,4940—1,5275	7	1,5302—1,5855	14	1,5925—1,5928	6	28	—
400—450	7,2	1,4815—1,4895	61	1,4912—1,4989	14	1,5332—1,5818	11	1,5909—1,6155	13	38	1
450—495	7,0	1,4868—1,4880	57	1,4900—1,5265	13	1,5315—1,5812	14	1,5940—1,6110	14	41	2

Твердиловская нефть

28—200	27,9	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	8,4	1,4400—1,4812	80	1,4934—1,5232	20	—	—	—	—	20	—
250—300	8,4	1,4462—1,4855	78	1,4936—1,5235	15	1,5330—1,5400	7	—	—	22	—
300—350	7,2	1,4493—1,4860	72	1,4938—1,5240	9	1,5431—1,5443	19	—	—	28	—
350—400	7,2	1,4495—1,4862	65	1,4940—1,5247	7	1,5321—1,5520	26	—	2	35	—
400—450	6,8	1,4692—1,4872	60	1,4944—1,5252	12	1,5328—1,5880	20	1,5938—1,6320	10	39	1
450—500	9,2	1,4732—1,4878	56	1,5072—1,5293	14	1,5332—1,5872	13	1,6008—1,6064	15	42	2

Могутовская нефть

28—200	16,8	—	92	—	—	—	—	—	—	8	—
200—250	6,2	1,4335—1,4680	84	1,4975—1,5102	3	1,5358—1,5368	13	—	—	16	—
250—300	8,0	1,4442—1,4720	75	1,1501—1,5195	7	1,5382—1,5532	18	—	—	25	—
300—350	7,6	1,4482—1,4732	64	1,4995—1,5218	12	1,5353—1,5892	23	1,6100	1	36	—
350—400	7,0	1,4560—1,4838	59	1,5015—1,5243	13	1,5850—1,5850	21	1,5965—1,6125	7	41	—
400—450	7,2	1,4648—1,4822	51	1,5025—1,5298	16	1,5345—1,5882	23	1,6272	8	47	2
450—485	4,2	1,4720—1,4858	43	1,5033—1,5287	16	1,5360—1,5883	30	1,5995—1,6284	9	55	2

Пономаревская нефть

28—200	24,9	—	88	—	—	—	—	—	—	12	—
200—250	9,8	1,4420—1,4560	86	1,5148—1,5250	14	—	—	—	—	14	—
250—300	9,6	1,4440—1,4575	72	1,5005—1,5248	15	1,5306—1,5670	13	—	—	28	—
300—350	9,3	1,4530—1,4800	69	1,4900—1,5300	20	1,5320—1,5700	11	—	—	31	—
350—400	8,3	1,4608—1,4815	66	1,4900—1,5000	21	1,5365—1,5860	13	—	—	34	—
400—450	6,2	1,4705—1,4840	62	1,4965—1,5200	17	1,5345—1,5805	17	1,5910	3	37	1
450—500	6,2	1,4746—1,4850	55	1,4932—1,5265	14	1,5652—1,5820	25	1,5965	4	43	2

Тархановская нефть

28—200	17,0	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	6,4	1,4342—1,4855	81	1,4959—1,5102	19	—	—	—	—	19	—
250—300	7,2	1,4418—1,4835	73	1,4952—1,5128	7	1,5382—1,5402	20	—	—	27	—
300—350	7,4	1,4458—1,4845	64	1,5185—1,5295	9	1,5332—1,5425	27	—	—	36	—
350—400	7,5	1,4520—1,4712	55	1,4952—1,5231	14	1,5525—1,5635	31	—	—	45	—
400—450	7,0	1,4555—1,4855	50	1,4972—1,5263	15	1,5305—1,5635	35	—	—	50	—
450—500	4,8	1,4620—1,4790	44	1,4980—1,5285	17	1,5382—1,5828	38	—	—	55	1

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Султангуловская нефть											
28—200	16,2	—	92	—	—	—	—	—	—	8	—
200—250	7,8	1,4335—1,4827	84	1,4939—1,5280	16	—	—	—	—	16	—
250—300	6,8	1,4432—1,4747	71	1,4982—1,5282	18	1,5321—1,5542	11	—	—	29	—
300—350	7,2	1,4481—1,4692	64	1,4928—1,5109	14	1,5563—1,5593	21	—	—	35	1
350—400	6,6	1,4537—1,4851	60	1,5029—1,5231	14	1,5543—1,5662	25	—	—	39	1
400—450	9,4	1,4548—1,4738	46	1,4935—1,5288	19	1,5605—1,5676	33	—	—	52	2
450—460	3,0	1,4570—1,4890	44	1,5065—1,5265	19	1,5629—1,5692	35	—	—	54	2
Красноярская нефть турнейского яруса											
н. к.—200	21,4	—	91	—	—	—	—	—	—	9	—
200—250	8,0	1,4350—1,4865	85,5	1,4928—1,5229	14,5	—	—	—	—	14,5	—
250—300	9,0	1,4412—1,4872	70,5	1,4953—1,5309	29,5	—	—	—	—	29,5	—
300—350	9,6	1,4488—1,4895	60	1,4989—1,5309	18	1,5549—1,5670	22	—	—	40	—
350—400	9,4	1,4491—1,4897	56	1,4998—1,5300	16	1,5550—1,5720	28	—	—	44	—
400—440	7,6	1,4504—1,4621	49,5	1,4988—1,5290	14,5	1,5342—1,5792	34	—	—	48,5	2
Байтуганская нефть угленосного горизонта											
н. к.—200	19,4	—	91	—	—	—	—	—	—	9	—
200—250	9,2	1,4400—1,4892	85	1,5149—1,5260	15	—	—	—	—	15	—
250—300	8,4	1,4448—1,4865	70	1,4950—1,5168	8	1,5385—1,5545	22	—	—	30	—
300—350	9,6	1,4451—1,4892	65	1,4978—1,5160	7	1,5425—1,5488	28	—	—	35	—
350—400	8,7	1,4570—1,4668	53	1,4918—1,5220	15	1,5349—1,5752	32	—	—	47	—
400—450	8,1	1,4620—1,4882	51	1,5022—1,5268	16	1,5341—1,5766	32	1,5911—1,5990	11	48	1

82. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
Никольская бобриковского горизонта		
400—450	8,23	59
Пронькинская турнейского яруса		
350—400	11,50	44
400—450	12,45	54
450—500	12,50	61
Пронькинская башкирского яруса		
400—450	11,60	55
450—500	12,58	61
Бобровская угленосного горизонта		
400—450	16,01	54
450—500	14,42	60
Бобровская окского надгоризонта		
350—400	12,40	57
400—450	7,86	47
Родинская верейского горизонта		
350—400	7,0	41
400—450	10,30	54
450—480	11,00	55
Родинская угленосного горизонта		
350—400	7,23	56
400—440	11,59	55
Пономаревская		
350—400	1,22	45
400—450	6,14	50
450—500	11,20	59

83. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				C_A	C_H	$C_{кол.}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Никольская нефть бобриковского горизонта										
200—250	0,8160	1,4560	178	11	30	41	59	0,25	0,65	0,90
250—300	0,8430	1,4700	235	13	29	42	58	0,45	0,87	1,32
300—350	0,8670	1,4825	276	15	28	43	57	0,60	1,12	1,72
350—400	0,8890	1,4940	326	16	28	44	56	0,65	1,55	2,20
400—450	0,9070	1,5060	375	19	24	43	57	0,90	1,65	2,55
Пронькинская нефть турнейского яруса										
200—250	0,8050	1,4490	176	8	26	34	66	0,20	0,55	0,75
250—300	0,8340	1,4650	220	11	29	40	60	0,30	0,80	1,10
300—350	0,8600	1,4790	260	15	27	42	58	0,50	1,00	1,50
350—400	0,8840	1,4920	304	17	26	43	57	0,70	1,20	1,90
400—450	0,8990	1,5030	338	21	23	44	54	0,80	1,30	2,10
450—500	0,9110	1,5100	370	23	22	45	55	1,00	1,40	2,40
Пронькинская нефть башкирского яруса										
200—250	0,8187	1,4530	194	4	41	45	55	0,10	1,00	1,10
250—300	0,8456	1,4655	228	6	42	48	52	0,18	1,37	1,55
300—350	0,8695	1,4787	265	9	40	49	51	0,30	1,60	1,90
350—400	0,8921	1,4939	315	14	36	50	50	0,50	1,80	2,30
400—450	0,9164	1,5080	364	18	34	52	48	0,80	1,90	2,70

Продолжение

Температура отбора, °C	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Бобровская нефть угленосного горизонта										
200—250	0,8050	1,4520	190	11	16	27	73	0,27	0,37	0,64
250—300	0,8330	1,4660	240	12	23	35	65	0,35	0,83	1,18
300—350	0,8580	1,4800	294	15	20	35	65	0,53	0,86	1,39
350—400	0,8790	1,4920	342	17	19	36	64	0,72	1,06	1,78
400—450	0,8950	1,5020	390	20	16	36	64	0,96	1,16	2,12
450—500	0,9090	1,5120	440	24	13	37	63	1,29	1,13	2,42
Родинская нефть верейского горизонта										
200—250	0,8144	1,4500	176	2	44	46	54	0,02	0,98	1,00
250—300	0,8420	1,4690	210	13	32	45	55	0,20	1,10	1,30
300—350	0,8642	1,4830	256	16	27	43	57	0,40	1,10	1,50
350—400	0,8810	1,4920	304	17	25	42	58	0,60	1,30	1,90
400—450	0,9000	1,5030	344	19	24	43	57	0,80	1,50	2,30
450—500	0,9150	1,5110	380	22	26	48	52	1,00	1,70	2,70
Воронцовская нефть										
200—250	0,8250	1,4622	169	36	10	46	54	0,74	0,20	0,94
250—300	0,8560	1,4800	209	21	25	46	54	0,52	0,57	1,09
300—350	0,8770	1,4905	264	20	20	40	60	0,64	0,72	1,36
350—400	0,9020	1,5035	315	26	13	39	61	1,01	0,61	1,62
400—450	0,9300	1,5222	—	35	0	35	65	1,40	0,33	1,73
Могутовская нефть										
200—250	0,8180	1,4540	186	6	33	39	61	0,14	0,69	0,83
250—300	0,8511	1,4714	220	11	33	44	56	0,28	0,94	1,22
300—350	0,8710	1,4816	260	12	31	43	57	0,37	1,04	1,41
350—400	0,8919	1,4958	300	17	24	41	59	0,63	0,96	1,59
400—450	0,9075	1,5060	345	20	20	40	60	0,84	0,90	1,74
450—485	0,9198	1,5141	400	22	15	37	63	1,08	0,77	1,85
Пономаревская нефть										
200—250	0,8125	1,4540	178	11	26	37	63	0,21	0,63	0,84
250—300	0,8450	1,4710	210	15	33	48	52	0,38	0,89	1,27
300—350	0,8690	1,4850	258	17	28	45	55	0,55	1,05	1,60
350—400	0,8900	1,4980	308	20	23	43	57	0,75	1,19	1,94
400—450	0,9060	1,5080	348	23	20	43	57	0,99	1,20	2,19
450—500	0,9200	1,5160	388	24	21	45	55	1,16	1,51	2,67
Ашировская нефть										
200—250	0,8040	1,4455	190	1	35	36	64	0,03	0,78	0,81
250—300	0,8270	1,4572	225	2	38	40	60	0,06	1,06	1,12
300—350	0,8510	1,4702	280	5	35	40	60	0,18	1,32	1,50
350—400	0,8701	1,4815	350	9	27	36	64	0,36	1,48	1,84
400—450	0,8833	1,4935	440	15	16	31	69	0,78	1,19	1,97
450—480	0,8898	1,4985	540	16	10	26	74	1,05	1,58	2,63

84. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	$S_{F,C}$	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть									
Никольская нефть бобриковского горизонта											
Фракция 350—450 °С	100,0	15,9	0,8990	1,5000	—	343	22,00	4,80	—	26	0,98
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	85,0	13,5	0,9184	1,5120	—	338	27,19	5,88	72	—26	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,5	6,5	0,8584	1,4719	—	400	16,50	4,59	111	—19	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,3	8,5	0,8718	1,4830	—	370	18,75	4,92	103	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,0	10,2	0,8876	1,4930	—	360	21,20	5,22	94	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	71,7	11,2	0,8970	1,5000	—	345	22,80	5,41	87	—22	0,62
I группа ароматических углеводородов	12,8	2,0	0,9051	1,5062	—	—	29,90	6,04	57	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	11,7	1,7	0,9811	1,5565	—	—	65,20	9,00	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов, концентрат смолистых и сернистых соединений	20,0	3,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Пронькинская нефть турнейского яруса											
Фракция 350—450 °С	100,0	15,6	0,8910	1,4970	—	320	13,60	3,80	—	21	1,63
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	84,0	13,1	0,9129	1,5100	—	325	26,10	5,60	47,5	—33	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	39,2	6,1	0,8551	1,4707	100	350	15,61	4,25	92	—25	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	47,6	7,4	0,8652	1,4776	—	348	17,21	4,50	85	—27	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	56,7	8,8	0,8754	1,4843	—	345	18,77	4,72	79	—28	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	81,3	12,7	0,9115	1,5075	145	330	24,30	5,40	54,5	—32	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	$S_{F,C}$	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °C	Содержание серы, %
I группа ароматических углеводородов	17,5	2,7	0,9177	1,5160	144	—	31,40	5,99	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	24,6	3,9	1,0114	1,5706	—	—	69,20	8,30	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов, концентрат смолистых и сернистых соединений	2,7	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °C	100,0	6,4	0,9110	1,5100	—	370	30,52	6,50	—	37	1,85
Фракция 450—500 °C после депарафинизации	86,0	5,5	0,9267	1,5182	—	400	56,22	8,97	50	—25	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	36,5	2,3	0,8705	1,4763	115	430	26,42	6,30	106	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	51,4	3,3	0,8831	1,4858	112	420	32,54	7,15	101	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	65,6	4,2	0,8970	1,4991	—	415	40,61	7,95	85	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	70,0	4,5	0,9040	1,5038	—	408	43,41	8,17	79	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	84,0	5,4	0,9252	1,5165	—	405	54,41	8,85	53	—24	
I группа ароматических углеводородов	14,9	1,0	0,9082	1,5092	131	—	55,53	9,3	65	—22	—
II и III группы ароматических углеводородов	18,6	1,2	0,9935	1,5598	181	—	18,05	16,02	—38	—13	—
IV группа ароматических углеводородов	14,6	0,9	1,0501	1,5977	—	—	1504	36,98	—	22	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,0	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Пронькинская нефть башкирского яруса											
Фракция 350—450 °C	100,0	17,2	0,9040	1,5010	—	317	15,34	4,20	—	27	1,99
Фракция 350—450 °C после депарафинизации	84,0	14,5	0,9260	1,5110	—	320	21,80	4,98	56	—26	—

Нафтено-парафиновые углеводороды	37,3	6,4	0,8553	1,4706	—	358	13,39	4,05	119	—19	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	57,0	9,8	0,8756	1,4850	—	350	16,50	4,40	89	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	60,5	10,4	0,8803	1,4885	—	345	17,25	4,52	85	—24	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	75,5	13,0	0,9103	1,5050	—	340	20,26	4,84	63	—25	0,90
I и II группы ароматических углеводородов	19,7	3,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	18,5	3,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °С	100,0	6,4	0,9350	1,5191	—	410	76,20	11,30	—	37	2,80
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	80,0	5,1	0,9428	1,5380	—	—	106,5	13,45	42	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	29,6	1,9	0,8722	1,4791	—	470	40,31	8,56	106	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	43,2	2,8	0,8865	1,4945	—	450	43,44	8,70	97	—19	—
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	56,0	3,4	0,9000	1,5050	—	445	53,00	9,60	85	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,0	4,3	0,9229	1,5219	—	420	70,70	10,86	62	—19	1,50
I группа ароматических углеводородов	13,6	0,9	0,9145	1,5068	—	—	46,53	8,99	—	—22	—
II и III группа ароматических углеводородов	23,4	1,5	0,9160	—	—	—	342,6	22,45	—	0	—
IV группа ароматических углеводородов, концентрат смолистых и сернистых соединений	13,0	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Бобровская нефть угленосного горизонта

Фракция 350—450 °С	100,0	14,4	0,8875	1,4970	—	355	15,01	4,80	—	30	1,20
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	79,2	11,4	0,8970	1,5010	—	360	20,30	5,10	93	—28	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,6	6,0	0,8464	1,4660	101	365	13,24	4,00	123	—19	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %: на фракцию	Выход, %: на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	$S_{F,C}$	M	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	56,2	8,1	0,8610	1,4780	115	362	14,80	4,31	111	—23	0,38
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	57,1	8,2	0,8620	1,4790	145	362	15,10	4,41	110	—24	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,6	11,0	0,8870	1,4960	—	361	18,51	4,80	95	—27	—
I группа ароматических углеводородов	14,6	2,1	0,9096	1,4990	120	—	17,88	4,62	85	—30	—
II и III группы ароматических углеводородов	20,4	2,9	1,005	1,5675	200	—	54,77	7,67	—	—13	—
IV группа ароматических углеводородов, концентрат смолистых и сернистых соединений	2,6	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °С	100,0	9,6	0,9090	1,5120	—	440	42,48	8,36	—	48	1,60
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	81,3	7,8	0,9204	1,5162	—	420	67,00	10,11	49	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	42,0	4,0	0,8650	1,4760	99	440	32,58	7,42	114	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,2	5,1	0,8844	1,4900	118	439	37,50	7,90	107	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	61,0	5,8	0,8953	1,4960	150	427	41,96	8,33	92	—21	1,30
Нафтено-парафиновые, I, II и III и часть IV группы ароматических углеводородов	64,8	8,2	0,9020	1,5010	—	426	46,20	8,75	85	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	79,6	7,4	0,9180	1,5135	—	425	60,00	9,80	64	—21	—
I группа ароматических углеводородов	11,2	1,1	0,9199	1,5154	126	—	59,92	9,32	60	—24	—
II и III группы ароматических углеводородов	7,8	0,7	0,9813	1,5525	201	—	83,98	10,52	5	—9	—
IV группа ароматических углеводородов	16,6	1,6	1,043	1,5980	—	—	723,6	26,53	—206	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,7	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Родинская нефть верейского горизонта

Фракция 350—450 °С	100,0	14,8	0,8991	1,4998	—	314	8,00	3,60	—	14	1,58
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	85,0	12,6	0,9108	1,5050	138	320	16,50	4,40	92,5	—26	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	36,8	5,6	0,8424	1,4650	103	340	11,38	3,60	119	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,4	8,1	0,8620	1,4817	118	326	12,71	3,80	107,5	—22	0,60
Нафтено-парафиновые. I, II и III группы ароматических углеводородов	82,6	12,3	0,9080	1,5035	124	322	15,80	4,29	97	—24	—
I группа ароматических углеводородов	17,6	2,5	0,9388	1,5070	119	—	18,92	4,80	86,5	—26	—
II и III группы ароматических углеводородов	28,2	4,2	0,9774	1,5512	191	—	28,45	5,69	—	—24	—
IV группа ароматических углеводородов, концентрат смолистых и сернистых ссединений	2,4	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—480 °С	100,0	5,4	0,9150	1,5110	—	380	25,00	6,20	—	32	1,92
Фракция 450—480 °С после депарафинизации	90,0	4,8	0,9300	1,5190	—	340	44,00	8,00	68	—26	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	39,0	2,2	0,8563	1,4720	89	400	22,51	5,63	104	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	55,0	3,1	0,8818	1,4848	—	386	28,30	6,30	95	—23	0,60
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,8	4,0	0,9095	1,5050	133	360	37,30	7,20	85	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	83,8	4,5	0,9200	1,5130	138	350	42,00	7,90	73	—25	—
I группа ароматических углеводородов	16,0	0,9	0,9135	1,4942	129	—	54,09	8,91	—	—25	—
II группа ароматических углеводородов	4,6	0,3	0,9880	1,5568	—	—	101,8	11,46	—	—12	—
III и IV группы ароматических углеводородов, концентрат смолистых и сернистых соединений	30,4	1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	$S_{F,C}$	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Покровская нефть бобриковского горизонта											
Фракция 350—420 °С	100,0	11,0	0,8950	1,4960	—	—	11,00	3,32	—	20	2,40
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	84,4	9,3	0,9067	1,5070	—	—	13,58	3,73	60	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	39,7	4,4	0,8355	1,4640	—	—	9,90	3,18	96,5	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	52,3	5,8	0,8514	1,4740	—	—	10,43	3,26	89,5	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,5	8,4	0,8860	1,4961	—	—	12,05	3,50	71	—19	—
I группа ароматических углеводородов	12,6	1,4	0,9046	1,5080	—	—	17,17	4,20	—	—42	—
II и III группы ароматических углеводородов	24,2	2,6	0,9964	1,5698	—	—	29,21	4,97	—	—30	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	7,9	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—495 °С	100,0	11,2	0,9170	1,5115	—	—	38,84	7,25	—	36	2,58
Фракция 420—495 °С после депарафинизации	86,3	9,7	0,9319	1,5195	—	—	57,11	9,04	48,6	—16	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	33,4	3,8	0,8589	1,4750	—	—	27,41	6,34	100	—10	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	49,7	5,6	0,8775	1,4869	—	—	33,21	7,00	88	—11	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	79,0	8,2	0,9116	1,5080	—	—	43,50	7,96	70	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	78,4	8,8	0,9200	1,5130	—	—	47,99	8,37	64	—15	—
I группа ароматических углеводородов	16,3	1,8	0,9125	1,5089	—	—	50,77	8,49	55	—13	—
II и III группы ароматических углеводородов	23,3	2,6	0,9886	1,5599	—	—	125,80	12,02	—	—23	—
IV группа ароматических углеводородов	5,4	0,6	1,0291	1,5969	—	—	735,07	23,93	—	5	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	7,9	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Твердиловская нефть											
Фракция 350—420 °С	100,0	10,0	0,8845	1,4949	—	—	11,04	3,41	—	17	1,52
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	84,0	8,4	0,9019	1,5024	—	—	14,00	3,90	—	—23	1,81
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	83,0	8,3	0,8980	1,5010	—	—	13,80	3,83	74	—23	1,21
Фракция 420—500 °С	100,0	13,2	0,9100	1,5102	—	—	35,77	7,24	—	32	2,20
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	85,0	11,2	0,9283	1,5185	—	—	55,40	9,32	—	—19	2,71
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	74,0	9,8	0,9185	1,5085	—	—	48,60	8,64	71	—16	0,98
Могутовская нефть											
Фракция 350—450 °С	100,0	14,2	0,8975	1,4965	—	—	17,10	4,09	—	26	2,54
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	84,3	12,0	0,9160	1,5100	—	—	18,13	4,31	23,5	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	35,4	5,0	0,8404	1,4664	—	—	11,11	3,51	109,6	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	48,3	6,8	0,8613	1,4775	—	—	12,94	3,73	89,9	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	78,9	11,2	0,9081	1,5074	—	—	16,98	4,18	34,3	—21	—
I группа ароматических углеводородов	12,9	1,8	0,9189	1,5148	—	—	22,66	4,94	—	—42	—
II и III группы ароматических углеводородов	30,6	4,4	0,9910	1,5599	—	—	37,44	5,99	—	—31	—
Фракция 450—485 °С	100,0	4,2	0,9198	1,5141	—	—	50,80	8,19	—	35	3,14
Фракция 450—485 °С после депарафинизации	87,0	3,7	0,9357	1,5240	—	—	58,34	8,73	28,1	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	29,8	1,2	0,8690	1,4768	—	—	27,75	6,36	97,8	—11	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	45,4	1,9	0,8806	1,4875	—	—	33,74	7,06	88,7	—12	—
Нафтено-парафиновые, I и часть II и III групп ароматических углеводородов	77,5	3,3	0,9235	1,5160	—	—	52,00	8,40	44,1	—15	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	$S_{F,C}$	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °C	Содержание серы, %
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	80,6	3,4	0,9248	1,5182	—	—	52,98	8,53	42,8	—16	—
I группа ароматических углеводородов	15,6	0,7	0,9126	1,5110	—	—	52,88	8,92	—	—17	—
II и III группы ароматических углеводородов	35,2	1,5	1,0023	1,5628	—	—	160,40	13,09	—	—17	—
Пономаревская нефть											
Фракция 350—450 °C	100,0	14,5	0,8970	1,5020	—	324	16,50	4,40	—	23	1,18
Фракция 350—450 °C после депарафинизации	85,0	12,3	0,9104	1,5082	—	320	18,90	4,47	34,2	—33	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	49,4	7,1	0,8532	1,4673	98	330	9,47	3,18	116,0	—24	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	68,8	10,0	0,8780	1,4865	116	320	10,99	3,35	87,7	—29	—
Нафтено-парафиновые I и II группы ароматических углеводородов	70,5	10,25	0,8800	1,4881	124	312	11,20	3,40	85,0	—30	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	83,3	12,0	0,9055	1,5045	129	315	16,80	4,10	43,5	—32	—
I группа ароматических углеводородов	19,4	2,90	0,9114	1,5078	123	—	12,78	3,70	85,3	—41	—
II группа ароматических углеводородов	1,7	0,25	1,0086	1,5730	—	—	28,72	4,76	—14,7	—	—
III группа ароматических углеводородов	12,8	1,80									
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,7	0,25	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Фракция 450—500 °С	100,0	6,2	0,9200	1,5160	—	388	54,74	9,00	—	37	1,42
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	86,5	5,3	0,9350	1,5190	130	400	88,78	12,52	57,8	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,6	2,5	0,8540	1,4710	99	420	18,70	5,13	116	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	57,5	3,6	0,8697	1,4840	111,2	410	33,00	6,80	104	—20	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	60,2	3,8	0,8720	1,4860	—	412	37,50	7,10	100	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	76,0	4,7	0,9020	1,5000	—	415	61,00	10,00	85	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	84,4	5,3	0,9270	1,5120	121	390	77,00	12,00	68	—22	—
I группа ароматических углеводородов	15,9	1,0	0,9170	1,5070	—	—	28,00	6,45	100	—	—
II группа ароматических углеводородов	2,7	0,2 }	0,9934	1,5612	—	—	73,60	10,24	—	—17	—
III группа ароматических углеводородов	24,2	1,5 }									
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,1	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Султангуловская нефть

Фракция 320—460 °С после депарафинизации и неглубокого адсорбционного разделения	86,2	18,4	0,9229	—	—	—	21,53	4,80	—	—21	—

85. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, % на фракцию	Выход гача, % на нефть	Температура плавления гача, °С
Никольская нефть бобриковского горизонта			
350—450	15,0	2,4	49
Пронькинская нефть турнейского яруса			
350—450	16,0	2,5	52
450—500	14,0	0,9	60
Пронькинская нефть башкирского яруса			
350—450	16,0	2,7	47
450—500	20,0	1,3	54
Бобровская нефть угленосного горизонта			
350—450	21,8	3,0	47
450—500	18,7	1,8	49
Родинская нефть верейского горизонта			
350—450	15,0	2,2	44
450—480	10,0	0,6	56
Покровская нефть бобриковского горизонта			
350—420	15,6	1,7	45
420—495	13,7	1,5	57
Твердиловская нефть			
350—420	16,0	1,6	45
420—500	15,0	2,0	57
Могутовская нефть			
350—450	15,7	2,2	48
450—485	13,0	0,5	58
Пономаревская нефть			
350—450	15,0	2,2	47
450—500	13,5	0,9	58
Султангуловская нефть			
320—460	10,9	2,6	45

86. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Никольская нефть бобриковского горизонта							
Фракция 350—450 °С	18	27	45	55	0,80	1,55	2,35
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	22	29	51	49	0,90	1,80	2,70
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	34	34	66	0	1,90	1,90
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	11	27	38	62	0,50	1,50	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	15	27	42	58	0,60	1,57	2,17
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	20	23	43	57	0,75	1,45	2,20

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Пронькинская нефть турнейского яруса							
Фракция 350—450 °С	21	23	44	56	0,70	1,40	2,10
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	23	25	48	52	1,01	1,40	2,41
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	36	36	64	0	1,81	1,81
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	8	30	38	62	0,19	1,70	1,89
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	32	41	59	0,30	1,80	2,10
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	22	24	46	54	0,90	1,40	2,30
Фракция 450—500 °С	23	22	45	55	1,01	1,40	2,41
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	24	24	48	52	1,20	1,80	3,0
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	2,39	2,39
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	34	41	59	0,20	2,40	2,60
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	15	27	42	58	0,80	1,81	2,61
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	19	24	43	57	0,91	1,79	2,70
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	22	25	47	53	1,09	1,81	2,90
Пронькинская нефть башкирского яруса							
Фракция 350—450 °С	17	35	52	48	0,66	1,34	2,00
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	41	60	40	0,72	1,38	2,10
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	1,80	1,80
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12	28	40	60	0,50	1,40	1,90
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	14	28	42	58	0,55	1,55	2,10
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	27	18	45	55	0,71	1,49	2,20
Бобровская нефть угленосного горизонта							
Фракция 350—450 °С	18	18	36	64	0,80	1,15	1,95
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	23	42	58	0,83	1,40	2,23
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	31	31	69	0	1,61	1,61
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	24	33	67	0,37	1,31	1,68
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10	24	34	66	0,41	1,28	1,69

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	17	21	38	64	0,77	1,23	2,00
Фракция 450—500 °С	24	13	37	63	1,29	1,13	2,42
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	25	18	43	57	1,33	1,46	2,79
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	34	34	66	0	2,11	2,11
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	10	27	37	63	0,54	1,85	2,39
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	28	40	60	0,63	2,02	2,65
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	14	27	41	59	0,70	2,00	2,70
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	21	21	42	58	1,14	1,58	2,72
Родинская нефть верейского горизонта							
Фракция 350—450 °С	18	25	43	57	0,68	1,52	2,20
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	33	52	48	0,80	1,80	2,60
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	1,35	1,35
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	15	19	34	66	0,60	0,92	1,52
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	18	33	51	49	0,70	1,80	2,50
Фракция 450—480 °С	22	26	48	52	1,00	1,70	2,70
Фракция 450—480 °С после депарафинизации	26	30	56	44	1,15	1,75	2,90
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	1,80	1,80
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	36	43	57	0,20	2,30	2,50
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	18	30	48	52	0,80	1,80	2,60
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	22	27	49	51	0,89	1,81	2,70

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$К_А$	$К_Н$	$К_О$
Пономаревская нефть							
Фракция 350—450 °С	21	22	43	57	0,82	1,27	2,09
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	22	28	50	50	0,86	1,53	2,39
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	22	22	78	0	0,73	0,73
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	12	31	43	57	0,41	1,56	1,97
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	13	31	44	56	0,51	1,48	1,99
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	20	29	49	51	0,79	1,54	2,33
Фракция 450—500 °С	24	21	45	55	1,16	1,51	2,67
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	21	32	53	47	1,05	2,31	3,36
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	1,78	1,78
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	10	21	31	69	0,52	1,33	1,85
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12	20	32	68	0,59	1,27	1,86
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	14	29	43	57	0,71	2,03	2,74
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	21	34	55	45	1,01	2,30	3,31

87. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	М	ν_{50}, *cст*	ν_{100}, *cст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Никольская нефть бобриковского горизонта													
Остаток выше 450 °С	100,0	19,0	0,9576	—	—	—	12,38 (ВУ$_{100}$)	—	—	—	11	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	18,7	3,6	0,8768	1,4796	480	44,4	8,7	5,1	93	0,8110	—	—	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	32,0	6,1	0,8950	1,4880	450	50,5	9,3	5,4	85	0,8340	—9	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	41,8	8,0	0,9140	1,4990	430	67,0	10,9	6,1	76	0,8570	—10	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	48,6	9,3	0,9293	1,5080	—	125,0	16,1	7,8	64	0,8692	—11	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	55,1	10,5	0,9450	1,5157	—	269,1	25,2	10,18	47	0,8830	—	—	—
Пронькинская нефть турнейского яруса													
Остаток выше 500 °С	100,0	20,0	0,9620	—	—	—	21,97 (ВУ$_{100}$)	—	—	—	40	3,20	16,44
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	16,3	3,3	0,8860	1,4873	650	171,8	24,50	7,05	103	0,8054	—15	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	34,2	6,9	0,9050	1,5013	640	272,5	30,58	8,90	89	0,8267	—18	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	61,4	9,6	0,9190	1,5130	630	340,4	9,70	9,70	85	0,8429	—19	1,89	—
I группа ароматических углеводородов	17,9	3,6	0,9201	1,5074	—	—	40,08	—	—	—	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	40,8	8,2	0,9668	1,5350	—	—	—	—	—	—	6	—	—
Концентрат сернистых и смолистых соединений	9,2	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	4,3	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Пронькинская нефть башкирского яруса													
Остаток выше 500 °C	100,0	24,0	0,9774	—	—	—	105,9 (ВУ$_{100}$)	—	—	—	38	4,50	15,61
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	12,1	2,9	0,8784	1,4623	—	75,20	13,50	5,37	107	0,8058	—9	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	26,3	6,3	0,9015	1,4950	560	102,5	16,05	6,40	94	0,8329	—12	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	31,5	7,6	0,9103	1,5000	540	129,0	18,00	7,15	85	0,8424	—13	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	55,4	13,3	0,9503	1,5287	530	392,5	31,47	12,45	42	0,8853	—16	2,80	4,29
I группа ароматических углеводородов	14,2	3,4	0,9481	1,5092	510	148,1	19,84	7,46	85	—	—16	—	—
II группа ароматических углеводородов	5,2	1,3	0,9587	1,5371	—	216,1	25,47	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	23,9	5,7	1,012	1,5720	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Бобровская нефть угленосного горизонта													
Остаток выше 500 °C	100,0	12,0	1,013	—	—	—	—	—	—	—	>50	3,80	14,76
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	12,4	1,5	0,8716	1,4795	540	72,78	13,13	5,52	103	0,8310	—20	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	18,4	2,2	0,8900	1,4916	520	91,93	16,24	5,65	97	0,8456	—22	—	0,30
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	24,1	2,9	0,9040	1,5030	510	150,0	22,00	6,80	93	0,8543	—16	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	28,5	3,4	0,9150	1,5100	505	203,3	25,31	7,95	88	0,8627	—14	—	—
I группа ароматических углеводородов	6,0	0,7	0,9177	1,5090	—	222,3	27,79	8,02	94	—	—13	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	10,1	1,2	0,9671	1,5430	—	1665	101,3	16,65	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов, концентрат сернистых и смолистых соединений	34,8	4,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	14,5	1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %: на остаток	Выход, %: на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Родинская нефть верейского горизонта													
Остаток выше 480 °С	100,0	35,0	0,9959	—	—	—	386,7	—	—	—	40	3,56	13,80
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	12,4	4,4	0,8850	1,4850	620	143,6	19,78	7,25	99	0,8074	—20	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	23,4	8,2	0,9090	1,4980	605	221,9	26,27	8,40	85	0,8350	—18	1,04	0,59
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	30,2	10,6	0,9223	1,5108	600	352,9	34.85	10,10	78	0,8500	—17	—	—
I группа ароматических углеводородов	11,0	3,8	0,9192	1,5122	—	359,0	32,58	11,00	64	0,8470	—13	—	—
II группа ароматических углеводородов	6,8	2,4	0,9735	1,5430	—	719,3	49,48	14,60	57	—	—2	—	—
Покровская нефть бобриковского горизонта													
Остаток выше 495 °С	100,0	26,8	0,9919	—	—	—	53,53 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	38	4,40	19,04
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	7,0	1,9	0,8776	1,4843	—	135,06	20,20	6,70	100	0,793	—14	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	15,5	4,2	0,9060	1,5010	—	241,17	27,35	8,82	81,4	0,812	—18	1,22	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	40,5	10,9	0,9494	1,5347	—	977,54	63,18	15,45	55,8	—	—9	—	—
I группа ароматических углеводородов	8,5	2,3	0,9155	1,5123	—	338,22	33,57	—	77,5	—	8	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	25,0	6,7	0,9881	1,5581	—	—	152,25	—	—	—	5	—	—
IV группа ароматических углеводородов и смолистые вещества	32,2	8,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	13,0	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Твердиловская нефть													
Остаток выше 500 °С	100,0	21,6	0,9642	—	—	—	191,8 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	>50	4,20	11,66
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	29,6	6,4	0,9085	1,5043	—	226,5	27,4	8,27	89	0,828	—17	1,36	0,01

Воронцовская нефть													
Остаток выше 450 °C	100,0	24,4	0,9896	—	—	—	—	—	—	—	26	2,38	14,0
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	13,0	3,2	0,8888	1,4876	631	173,6	21,90	7,90	83	0,8084	—26	0,07	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	22,5	5,5	0,9076	1,4989	620	271,1	28,07	9,65	74	0,8309	—24	0,58	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	31,0	7,6	0,9221	1,5110	531	348,1	32,16	10,83	64	0,8472	—20	1,30	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	39,3	9,6	0,9358	1,5200	611	515,3	40,50	12,75	61	0,8609	—15	1,64	—
IV группа ароматических углеводородов	7,2	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	37,2	9,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	8,4	2,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Могутовская нефть													
Остаток выше 485 °C	100,0	43,0	1,1089	—	—	—	561,0 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	43	4,70	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	6,9	3,0	0,8735	1,4816	630	122,23	18,63	6,57	100	0,7941	—12	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	16,6	7,2	0,9020	1,5009	620	234,79	27,14	8,70	84	0,8249	—12	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	37,3	16,1	0,9398	1,5263	615	800,70	55,30	14,45	68	—	—6	—	—
I группа ароматических углеводородов	9,7	4,2	0,9124	1,5095	—	335,71	34,40	—	—	—	—11	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	20,7	8,9	0,9746	1,5515	—	—	133,60	—	—	—	10	—	—
Пономаревская нефть													
Остаток выше 500 °C	100,0	23,8	1,0001	—	—	—	61,4 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	36	2,3	14,8
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	14 5	3,5	0,8683	1,4782	580	64,94	13,12	4,97	119	—	—15	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	30,0	7,2	0,8926	1,4938	560	103,85	16,50	6,11	100	0,8205	—19	—	0,17
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	35,7	8,6	0,9056	1,5000	540	126,00	18,21	6,76	93,5	0,8258	—18	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	50,5	12,1	0,9300	1,5197	535	306,07	33,16	9,25	86,5	—	—14	—	—
I группа ароматических углеводородов	15,5	3,7	0,9160	1,5088	—	216,15	26,70	8,09	89	—	—26	—	—
II группа ароматических углеводородов	5,7	1,4	0,9629	1,5444	—	—	57,52	18,70	—	—	10	—	—
III группа ароматических углеводородов	14,8	3,5	1,0000	—	—	1075	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	40,0	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

88. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Нефть	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Никольская бобриковского горизонта	450	9,2	1,7	50
Пронькинская турнейского яруса	500	11,5	2,3	52
Пронькинская башкирского яруса	500	6,9	1,7	56
Бобровская угленосного горизонта	500	18,4	2,2	42
Родинская верейского горизонта	480	3,0	1,1	50
Покровская бобриковского горизонта	495	13,7	3,7	50,5
Твердиловская	500	12,5	2,7	55
Воронцовская	450	7,9	1,9	52
Могутовская	485	4,9	2,1	52
Пономаревская	500	9,5	2,3	56

89. Структурно-групповой состав базовых остаточных масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Никольская нефть бобриковского горизонта							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	38	38	62	0	2,70	2,70
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	2	45	47	53	0,08	2,52	2,60
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	46	52	48	0,30	3,10	3,40
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	8	48	56	44	0,60	3,52	4,12
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	13	47	60	40	0,70	4,12	4,82
Пронькинская нефть турнейского яруса							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	31	31	69	0	3,60	3,60
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	12	24	36	64	1,05	2,75	3,80
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	18	21	39	61	1,52	2,48	4,00

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Пронькинская нефть башкирского яруса							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	33	33	67	0	2,79	2,71
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	32	39	61	0,39	2,81	3,20
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	11	34	45	55	0,49	2,70	3,29
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	24	28	52	48	1,50	2,70	4,20
Бобровская нефть угленосного горизонта							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	32	32	68	0	2,64	2,64
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	28	36	64	0,50	2,38	2,88
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	14	24	38	62	0,93	2,04	2,97
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	18	22	40	60	1,16	1,95	3,11
Родинская нефть верейского горизонта							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	34	34	66	0	3,19	3,19
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	28	35	65	0,50	2,79	3,29
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	14	24	38	62	1,11	2,99	4,10
Пономаревская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	29	29	71	0	2,50	2,50
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	27	35	65	0,60	2,44	3,04
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10	30	40	60	0,68	2,76	3,44
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	20	23	43	57	1,39	2,24	3,63

90. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °C	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °C	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Никольская нефть бобриковского горизонта										
350—450	15,9	0,8970	22,80	5,41	—	87	—	—22	71,7	11,2
Остаток выше 450	19,0	0,8950	50,50	9,30	5,40	85	0,8340	—9	32,0	6,1
Пронькинская нефть турнейского яруса										
350—450	15,6	0,8652	17,21	4,50	—	85	—	—27	47,6	7,4
450—500	6,4	0,8970	40,61	7,95	—	85	—	—22	65,6	4,2
Остаток выше 500	20,0	0,9190	340,4	35,40	9,70	85	0,8429	—19	61,4	9,6
Пронькинская нефть башкирского яруса										
350—450	17,2	0,8803	17,25	4,52	—	85	—	—24	60,5	10,4
450—500	6,4	0 9000	53,00	9,60	—	85	—	—19	56,0	3,4
Остаток выше 500	24,0	0,9103	129,0	18,00	7,15	85	0,8424	—13	31,5	7,6
Бобровская нефть угленосного горизонта										
350—450	14,4	0,9096	17,88	4,62	—	85	—	—30	14,6	2,1
450—500	9,6	0,9020	46,2	8,75	—	85	—	—21	64,8	6,2
Остаток выше 500	12,0	0,9150	203,3	25,31	7,95	88	0,8627	—14	28,5	3,4
Родинская нефть верейского горизонта										
350—450	12,3	0 9080	15,80	4,29	—	97	—	—24	82,6	12,3
450—480	5,4	0,9095	37,30	7,20	—	85	—	—22	73,8	4,0
Остаток выше 480	35,0	0,9090	222,0	26,27	8,40	85	0,8350	—18	23,4	8,20
Покровская нефть бобриковского горизонта										
350—420	11,0	0,8514	10,43	3,26	—	89,5	—	—18	52,3	5,8
420—495	11,2	0,8775	33,21	7,00	—	88	—	—11	49,7	5,6
Остаток выше 495	26,8	0,9060	241,17	25,35	8,82	81,4	0,8120	—18	15,5	4,2

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел: ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание базового масла, %: на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Твердиловская нефть										
350—420	10,0	0,8980	13,80	3,83	—	74	—	—23	83,0	8,3
420—500	13,2	0,9185	48,60	8,64	—	71	—	—16	74,0	9,8
Остаток выше 500	21,6	0,9085	226,50	27,40	8,27	89	0,8280	—17	29,6	6,4
Воронцовская нефть										
350—450	23,0	0,8660	23,20	5,45	—	85	—	—22	41,7	9,6
Остаток выше 450	24,4	0,9076	271,1	28,07	9,65	74	0,8309	—24	22,5	5,5
Могутовская нефть										
350—450	4,2	0,8613	12,94	3,73	—	89,9	—	—17	48,3	6,8
450—485	4,2	0,8806	33,74	7,06	—	88,7	—	—12	45,4	1,9
Остаток выше 485	43,0	0,9020	234,79	27,14	8,70	84	0,8249	—12	16,6	7,2
Пономаревская нефть										
350—450	14,5	0,8800	11,20	3,40	—	85	—	—30	70,5	10,2
450—500	6,2	0,9020	61,00	10,00	—	85	—	—21	76,0	4,7
Остаток выше 500	23,8	0,9300	306,07	33,16	9,25	86,5	—	—14	50,5	12,1
Султангуловская нефть										
320—460	24,0	0,9229	21,53	4,80	—	—	—	—21	86,2	18,4
Остаток выше 460	41,0	0,9039	159,9	21,34	7,49	90	0,8315	—24	21,4	8,7
Байтуганская нефть угленосного горизонта										
350—460	18,0	0,9093	20,89	4,75	—	—	—	—25	85,5	15,4
Остаток выше 460	36,2	0,9060	212,9	24,20	8,70	77	0,8332	—27	27,1	9,8

91. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	$А+С_С$	$А+С_С-2{,}5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Никольская бобриковского горизонта	0,20	7,80	3,10	7,75	8,00	0,25
Пронькинская турнейского яруса	0,51	7,35	2,68	6,70	7,86	1,16
Пронькинская башкирского яруса	2,70	11,60	4,50	11,25	14,30	3,05
Бобровская угленосного горизонта	1,81	4,69	1,86	4,52	6,50	1,98
Родинская верейского горизонта	6,00	20,00	3,80	9,50	2,60	16,50
Покровская турнейского яруса	2,40	9,83	4,62	11,50	12,23	0,73
Покровская бобриковского горизонта	3,00	9,63	6,82	17,00	12,63	—4,37
Твердиловская турнейского яруса	0,93	12,98	4,80	12,00	13,91	1,91
Воронцовская	1,70	7,80	6,20	15,50	9,70	—5,80
Могутовская	7,15	21,13	3,96	12,40	28,25	15,85
Пономаревская	1,02	9,02	4,28	11,70	10,04	—1,66
Ашировская	Следы	4,80	3,85	9,64	4,80	—4,84
Тархановская	4,15	17,60	4,60	11,50	21,75	10,25
Султангуловская	4,96	20,54	7,08	17,70	25,50	7,80
Красноярская турнейского яруса	3,18	11,48	5,46	13,70	14,66	0,96
Красноярская артинского яруса	6,16	20,72	4,40	11,00	26,88	15,88
Байтуганская угленосного горизонта	4,70	13,17	5,30	13,23	17,87	4,64
Байтуганская турнейского яруса	4,50	21,10	4,20	10,50	25,60	15,10

92. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Никольская бобриковского горизонта	II	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Пронькинская турнейского яруса	III	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Пронькинская башкирского яруса	III	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Бобровская угленосного горизонта	II	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_1$
Родинская верейского горизонта	II	$Т_2$	$М_3$	$И_1$	$П_2$
Покровская турнейского яруса	III	$Т_1$	—	—	$П_2$
Покровская бобриковского горизонта	III	$Т_1$	$М_3$	$И_1$	$П_3$
Твердиловская	II	$Т_2$	$М_3$	$И_1$	$П_2$
Воронцовская	III	$Т_1$	$М_4$	$И_2$	$П_3$
Могутовская	III	$Т_2$	$М_3$	$И_1$	$П_2$
Пономаревская	II	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_2$
Ашировская	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Тархановская	III	$Т_2$	—	—	$П_2$
Султангуловская	III	$Т_2$	$М_3$	—	$П_3$
Красноярская турнейского яруса	III	$Т_1$	—	—	$П_2$
Байтуганская угленосного горизонта	III	$Т_2$	$М_1$	$И_1$	$П_2$

93. Разгонка (ИТК) никольской нефти бобриковского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
0	До 28 (газ до C_4)	2,60	2,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	28—38	2,90	5,50	0,6324	1,3657	78	—	—	—	—	—	—
2	38—58	3,13	8,63	0,6580	1,3780	85	—	—	—	—	—	—
3	58—80	3,13	11,76	0,6993	1,3946	90	—	—	—	—	—	Следы
4	80—98	3,36	15,12	0,7230	1,4040	—	—	—	—	—	—	—
5	98—117	3,27	18,39	0,7413	1,4147	108	—	—	—	—	—	0,008
6	117—132	3,50	21,89	0,7550	1,4260	115	—	—	—	—	—	—
7	132—148	3,64	25,53	0,7600	1,4306	—	—	—	—	—	—	0,03
8	148—167	3,55	29,08	0,7770	1,4390	132	—	—	—	—	—	—
9	167—180	3,45	32,53	0,7860	1,4450	—	—	—	—	<—60	—	0,13
10	180—196	3,55	36,08	0,7960	1,4500	—	—	—	—	—56	—	—
11	196—214	3,55	39,63	0,8040	1,4520	162	2,07	1,28	—	—48	—	0,22
12	214—238	3,73	43,36	0,8160	1,4585	—	2,60	1,40	—	—39	—	—
13	238—255	3,59	46,95	0,8260	1,4623	—	3,48	1,92	1,06	—28	—	0,34
14	255—273	3,64	50,59	0,8360	1,4680	214	4,30	2,15	1,25	—20	—	—
15	273—292	3,59	54,18	0,8454	1,4718	—	5,99	2,82	1,32	—10	—	0,57
16	292—308	3,59	57,77	0,8550	1,4770	—	8,50	3,90	1,70	—3	—	—
17	308—330	3,96	61,73	0,8660	1,4805	272	13,57	5,13	2,04	2	—	0,76
18	330—353	3,64	65,37	0,8750	1,4850	296	—	6,80	2,55	10	—	—
19	353—378	3,91	69,28	0,8875	1,4908	—	—	9,06	2,88	19	—	0,95
20	378—401	3,73	73,01	0,8920	1,4960	340	—	15,00	4,30	23	—	—
21	401—427	4,23	77,24	0,9020	1,5040	—	—	25,37	5,83	31	225	1,18
22	427—450	3,69	80,93	0,9105	1,4990	390	—	—	7,00	33	237	1,28
23	450—475	3,77	84,70	0,9190	1,5148	420	—	43,87	8,22	—	240	—
24	Остаток	15,30	100,00	0,9622	—	—	—	—	—	—	—	1,90

94. Разгонка (ИТК) пронькинской нефти турнейского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарной							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,20	1,20	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,42	3,62	0,6280	1,3657	—	—	—	—	—	—	0,02
3	50—70	2,42	6,04	0,6470	1,3730	—	—	—	—	—	—	—
4	70—88	2,66	8,70	0,6700	1,3814	—	—	—	—	—	—	0,03
5	88—106	2,70	11,40	0,6900	—	—	—	—	—	—	—	—
6	106—120	2,62	14,02	0,7130	1,4025	95	—	—	—	—	—	0,04
7	120—136	2,82	16,84	0,7330	—	—	—	—	—	—	—	—
8	136—152	2,75	19,59	0,7483	1,4179	—	—	—	—	—	—	0,08
9	152—165	2,79	22,38	0,7590	—	—	—	—	—	—	—	—
10	165—180	3,00	25,38	0,7691	1,4315	136	—	—	—	—	—	0,15
11	180—192	2,95	28,33	0,7810	—	—	1,35	0,91	—	<—60	—	—
12	192—210	3,03	31,36	0,7909	1,4414	—	1,70	1,05	—	—53	—	0,27
13	210—222	2,95	34,31	0,8020	—	—	2,19	1,34	0,79	—44	—	—
14	222—240	2,95	37,26	0,8128	1,4523	180	2,80	1,50	0,85	—38	—	0,49
15	240—255	3,19	40,45	0,8210	—	—	3,38	1,84	0,98	—29	—	—
16	255—272	3,24	43,69	0,8290	1,4640	214	4,30	2,20	1,10	—23	—	0,85
17	272—290	3,37	47,06	0,8380	—	—	5,13	2,53	1,36	—16	—	—
18	290—308	3,28	50,34	0,8457	1,4722	250	6,80	3,40	1,60	—7	—	1,10
19	308—326	3,44	53,78	0,8570	—	—	9,42	4,15	1,76	—2	—	—
20	326—342	3,22	57,00	0,8660	1,4810	276	14,70	5,30	2,10	5	—	1,35
21	342—364	3,52	60,52	0,8770	1,4870	290	19,24	6,74	2,41	12	—	1,45
22	364—384	3,24	63,76	0,8845	1,4913	—	—	8,80	3,00	15	—	1,59
23	384—410	3,65	67,41	0,8900	—	320	—	13,44	4,03	21	—	—
24	410—434	3,64	71,05	0,8980	1,5005	—	—	20,00	4,80	28	210	1,76
25	434—456	3,19	74,24	0,9068	1,5060	346	—	28,89	5,50	32	—	—
26	456—480	3,36	77,60	0,9094	1,5080	—	—	28,93	6,38	36	220	1,80
27	480—500	2,40	80,00	0,9149	1,5130	380	—	32,21	7,01	39	232	1,95
28	Остаток	20,00	100,00	0,9620	—	—	—	—	—	—	—	3,20

95. Разгонка (ИТК) пронькинской нефти башкирского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракций	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,60	1,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—36	2,28	3,88	0,6161	1,3632	—	—	—	—	—	—	0
3	36—72	3,05	6,93	0 6687	1,3770	—	—	—	—	—	—	0
4	72—90	2,67	9,60	0,6950	1,3910	—	—	—	—	—	—	0,03
5	92—108	2,69	12,29	0,7229	1,4030	104	—	—	—	—	—	0,10
6	108—125	2,88	15,17	0,7380	1,4140	—	—	—	—	—	—	0,18
7	125—144	3,25	18,42	0,7530	1,4253	128	—	—	—	—	—	—
8	144—160	3,08	21,50	0,7660	1,4310	—	—	—	—	—	—	0,36
9	160—177	3,01	24,51	0,7782	1,4363	154	1,25	0,84	—	<—60	—	—
10	177—196	3,05	27,56	0,7923	1,4420	—	1,80	1,00	—	—57	—	0,60
11	196—216	3,01	30,57	0,8055	1,4470	180	1,99	1,27	0,78	—48	—	—
12	216—236	3,17	33,74	0,8185	1,4530	—	2,70	1,40	0,90	—40	—	0,94
13	236—255	3,29	37,03	0,8312	1,4580	206	3,40	1,97	1,04	—30	—	—
14	255—276	3,25	40,28	0,8420	1,4630	—	4,60	2,40	1,30	—22	—	1,40
15	276—296	3,25	43,53	0,8520	1,4680	236	5,70	2,80	1,40	—14	—	—
16	296—317	3,21	46,74	0,8620	1,4720	—	8,60	3,60	1,80	—5	—	1,74
17	317—338	3,29	50,03	0,8700	1,4793	269	12,20	4,30	1,93	3	—	—
18	338—356	3,33	53,36	0,8780	1,4840	—	20,00	5,80	2,40	11	—	1,80
19	356—375	3,41	56,77	0,8880	1,4900	305	26,60	8,47	2,86	13	—	—
20	375—394	3,37	60,14	0,8970	1,4960	—	—	11,40	3,70	24	—	1,97
21	394—415	3,53	63,67	0,9060	1,5015	323	—	17,08	4,56	29	—	—
22	415—436	3,57	67,24	0,9175	1,5080	—	—	31,00	6,40	34	210	2,20
23	436—460	3,56	70,80	0,9260	1,5140	395	—	45,83	8,12	36	215	2,60
24	460—500	5,20	76,00	0,9368	1,5210	412	—	83,32	12,03	38	245	3,00
25	Остаток	24,00	100,00	0,9774	—	—	—	—	—	—	—	4,50

96. **Разгонка (ИТК) бобровской нефти угленосного горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций**

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	3,60	3,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—38	2,63	6,23	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	38—47	2,37	8,60	0,6500	1,3689	60	—	—	—	—	—	—
4	47—60	2,63	11,40	0,6580	1,3850	75	—	—	—	—	—	0,02
5	60—76	2,50	13,90	0,6800	—	—	—	—	—	—	—	—
6	76—96	2,80	16,70	0,7040	1,4053	96	—	—	—	—	—	0,03
7	96—106	2,90	19,60	0,7210	—	—	—	—	—	—	—	—
8	106—128	2,91	22,51	0,7340	1,4177	115	—	—	—	—	—	0,10
9	128—141	2,99	25,50	0,7450	—	—	—	—	—	—	—	—
10	141—156	3,00	28,50	0,7560	1,4285	132	—	—	—	—	—	0,15
11	156—169	2,00	30,50	0,7650	—	—	—	—	—	<—60	—	—
12	169—183	3,20	33,70	0,7750	1,4379	148	1,15	—	—	—59	—	0,20
13	183—197	3,10	36,80	0,7860	—	—	1,40	—	—	—50	—	—
14	197—220	3,40	40,20	0,7970	1,4470	176	1,84	1,18	—	—43	—	0,26
15	220—236	3,10	43,30	0,8080	—	—	2,20	1,40	—	—30	—	—
16	236—256	3,10	46,40	0,8188	1,4578	210	2,84	1,69	0,92	—28	—	0,38
17	256—270	3,10	49,50	0,8270	—	—	3,70	2,00	1,05	—21	—	—
18	270—290	3,10	52,60	0,8350	1,4668	244	4,78	2,52	1,25	—13	—	0,52
19	290—306	3,20	55,80	0,8440	—	—	6,40	3,20	1,50	—4	—	—
20	306—322	3,30	59,10	0,8520	1,4770	280	8,26	3,79	1,69	2	—	0,72
21	322—340	3,00	62,10	0,8610	—	—	11,20	4,70	2,20	8	—	—
22	340—358	3,40	65,50	0,8690	1,4860	320	15,67	6,07	2,60	15	—	0,90
23	358—382	3,40	68,90	0,8780	—	—	—	8,00	3,50	22	180	—
24	382—406	3,20	72,10	0,8850	1,4960	372	—	10,99	4,50	28	—	1,11
25	406—426	3,00	75,10	0,8890	—	—	—	25,50	5,50	34	205	—
26	426—447	3,20	78,30	0,8978	1,5040	400	—	29,40	6,71	40	—	1,30
27	447—470	3,40	81,70	0,9040	1,5084	—	—	31,00	8,00	45	203	—
28	470—488	3,50	85,20	0,9090	1,5118	440	—	49,75	9,00	50	—	1,51
29	488—500	2,80	88,00	0,9114	1,5136	460	—	52,00	10,31	55	220	1,64
30	Остаток	12,00	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—	3,80

97. Разгонка (ИТК) родинской нефти верейского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,90	1,90	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,19	4,09	0,6260	1,3633	—	—	—	—	—	—	—
3	50—80	2,66	6,75	0,6634	1,3846	88	—	—	—	—	—	—
4	80—103	2,81	9,56	0,7133	1,3998	98	—	—	—	—	—	—
5	103—122	2,58	12,14	0,7290	1,4070	110	—	—	—	—	—	—
6	122—140	2,69	14,83	0,7430	1,4150	120	0,83	—	—	—	—	Следы
7	140—160	2,90	17,73	0,7570	1,4420	133	0,90	—	—	—	—	—
8	160—178	3,08	20,81	0,7746	1,4300	142	1,16	—	—	<—60	—	0,04
9	178—198	2,97	23,78	0,7850	1,4380	158	1,50	—	—	—60	—	—
10	198—216	2,74	26,52	0,8008	1,4448	170	1,84	1,18	—	—51	—	0,18
11	216—240	3,00	29,52	0,8150	1,4530	180	2,50	1,40	—	—42	—	—
12	240—260	3,00	32,52	0,8290	1,4592	195	3,34	1,95	1,02	—32	—	0,47
13	260—282	3,09	35,61	0,8400	1,4680	210	4,50	2,40	1,10	—22	—	—
14	282—305	3,20	38,81	0,8501	1,4760	228	5,82	2,89	1,34	—13	—	0,80
15	305—327	3,48	42,29	0,8600	1,4800	252	8,40	3,80	1,60	—5	—	—
16	327—351	3,20	45,49	0,8686	1,4908	274	12,30	4,67	2,00	2	—	1,25
17	351—379	3,32	48,81	0,8770	1,4918	296	—	5,50	2,60	8	—	—
18	379—396	3,24	52,05	0,8851	1,4950	318	—	6,70	3,30	13	—	1,52
19	396—420	3,24	55,29	0,8960	1,5010	333	—	9,00	3,80	15	—	—
20	420—442	3,24	58,53	0,9017	1,5070	352	—	15,46	4,70	20	—	1,74
21	442—462	3,28	61,81	0,9084	1,5090	368	—	21,50	5,50	23	163	—
22	462—480	3,19	65,00	0,9170	1,5129	386	—	44,36	6,78	27	182	1,93
23	Остаток	35,00	100,00	0,9959	—	—	—	—	—	—	—	3,56

98. Разгонка (ИТК) покровской нефти бобриковского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,20	2,20	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—48	2,43	4,63	0,6254	1,3632	—	—	—	—	—	—	Следы
3	48—68	2,52	7,15	0,6581	1,3751	—	—	—	—	—	—	—
4	68—88	2,73	9,88	0,6975	1,3885	—	—	—	—	—	—	0,18
5	88—106	2,78	12,66	0,7209	1,4015	103	—	—	—	—	—	—
6	106—125	2,87	15,53	0,7361	1,4132	—	—	—	—	—	—	0,26
7	125—145	2,82	18,35	0,7504	1,4225	—	—	—	—	—	—	—
8	145—162	2,95	21,30	0,7648	1,4295	132	1,01	—	—	<—60	—	0,38
9	162—183	2,99	24,29	0,7785	1,4368	—	1,28	—	—	—55	—	—
10	183—202	3,08	27,37	0,7908	1,4422	—	1,60	1,10	—	—50	66	0,52
11	202—224	3,28	30,65	0,8027	1,4492	170	2,15	1,20	—	—43	79	—
12	224—244	3,20	33,85	0,8149	1,4560	—	2,88	1,46	0,93	—35	93	0,85
13	244—264	3,20	37,05	0,8246	1,4615	—	3,90	1,81	0,98	—28	106	—
14	264—285	3,25	40,30	0,8368	1,4678	217	5,23	2,34	1,00	—20	121	1,28
15	285—302	3,12	43,42	0,8471	1,4725	—	7,79	3,05	1,18	—13	134	—
16	302—322	3,08	46,50	0,8583	1,4775	—	8,57	3,96	1,41	—6	148	1,67
17	322—340	3,08	49,58	0,8752	1,4826	270	—	5,21	1,73	2	160	—
18	340—360	3,33	52,91	0,8780	1,4877	—	—	7,00	2,20	9	172	2,20
19	360—384	3,37	56,28	0,8893	1,4931	—	—	9,47	2,81	16	183	—
20	384—404	3,29	59,57	0,8966	1,4982	327	—	12,80	3,79	22	197	—
21	404—428	3,46	63,03	0,9068	1,5026	—	—	18,00	4,85	28	208	—
22	428—453	3,37	66,40	0,9130	1,5075	—	—	28,47	6,10	33	220	2,57
23	453—472	3,37	69,77	0,9171	1,5110	378	—	—	7,31	37	230	—
24	472—495	3,43	73,20	0,9201	1,5143	392	—	44,95	8,80	39	240	2,60
25	Остаток	26,80	100,00	0,9919	—	—	—	—	—	—	—	4,40

Примечание. Содержание парафина во фракции № 21—6,05%, во фракции № 24—10,30%; температура плавления его соответственно 48 и 61 °С.

99. Разгонка (ИТК) твердиловской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*М*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	3,29	3,29	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—32	2,01	5,30	0,6400	1,3710	75	—	—	—	—	—	—
3	32—50	2,20	7,50	0,6530	1,3641	81	—	—	—	—	—	—
4	50—70	2,48	9,98	0,6660	1,3975	90	—	—	—	—	—	0,24
5	70—89	2,60	12,58	0,6890	—	98	—	—	—	—	—	—
6	89—109	2,52	15,10	0,7128	1,4030	105	—	—	—	—	—	0,26
7	109—124	2,60	17,70	0,7280	—	114	—	—	—	—	—	—
8	124—139	2,64	20,34	0,7427	1,4192	124	0,89	—	—	—	—	—
9	139—157	2,64	22,98	0,7540	—	132	1,00	—	—	—	—	0,30
10	157—172	2,52	25,50	0,7660	1,4322	140	1,19	—	—	—	—	—
11	172—184	2,75	28,25	0,7780	—	152	1,32	—	—	—	—	0,37
12	184—198	2,68	30,93	0,7864	1,4420	160	1,61	1,09	—	—53	—	—
13	198—212	2,72	33,65	0,7950	—	172	2,00	1,20	—	—48	—	0,50
14	212—228	2,83	36,48	0,8050	1,4530	180	2,40	1,45	0,83	—44	<95	0,69
15	228—248	2,95	39,43	0,8120	—	194	3,04	1,75	0,90	—35	—	—
16	248—268	2,95	42,38	0,8215	1,4647	206	3,95	2,12	1,10	—26	128	0,95
17	268—286	2,91	45,29	0,8300	—	218	5,00	2,55	1,30	—19	—	—
18	286—302	2,99	48,28	0,8441	1,4730	230	6,63	3,40	1,47	—11	146	—
19	302—324	3,03	51,51	0,8470	—	246	9,25	4,10	1,80	—1	—	1,24
20	324—344	2,99	54,30	0,8541	1,4782	266	12,11	4,94	1,98	6	166	—
21	344—365	3,03	57,33	0,8640	—	285	—	6,00	2,30	12	—	—
22	365—385	3,03	60,36	0,8730	1,4912	310	—	7,90	2,74	17	192	—
23	385—406	3,07	63,43	0,8820	—	330	—	11,00	3,50	22	—	1,57
24	406—428	3,03	66,46	0,8927	1,5021	356	—	15,54	4,61	24	209	—
25	428—456	3,07	69,53	0,8980	—	380	—	—	5,90	33	—	1,75
26	456—477	3,07	72,60	0,9049	1,5103	400	—	32,41	7,43	37	224	—
27	477—490	3,11	75,71	0,9100	—	480	—	—	9,35	42	—	2,43
28	490—500	2,62	78,40	0,9140	1 5175	—	—	38,00	10,90	47	240	—
29	Остаток	21,60	100,00	0,9642	—	—	—	—	—	—	—	4,20

Примечание. Содержание парафина, во фракции № 24—12,09%, во фракции № 26—12,12%, во фракции № 28—9,77%; температура плавления его соответственно 42, 54 и 61 °С.

100. Разгонка (ИТК) воронцовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	н.к.—75	2,4	2,4	0,6675	1,3820	—	0,50	—	—	—	—
2	75—98	2,5	4,9	0,7087	1,4015	96	0,61	—	—	—	—
3	98—117	2,6	7,5	0,7301	1,4115	—	0,70	0,54	—	—	0,006
4	117—132	2,6	10,1	0,7450	1,4200	—	0,80	0,62	—	—	0,007
5	132—147	2,6	12,7	0,7520	1,4230	122	0,86	0,67	—	—	0,009
6	147—162	2,7	15,4	0,7700	1,4318	—	1,00	0,72	—	—	0,02
7	162—176	2,7	18,1	0,7816	1,4405	—	1,23	0,86	0,52	—	0,06
8	176—193	2,8	20,9	0,7950	1,4445	146	1,45	0,95	0,60	—	0,07
9	193—207	2,8	23,7	0,8076	1,4535	—	1,71	1,13	0,68	—54	0,09
10	207—221	2,8	26,5	0,8160	1,4555	—	2,02	1,35	0,74	—48	0,13
11	221—240	2,8	29,3	0,8280	1,4625	179	2,73	1,60	0,86	—42	0,33
12	240—256	2,9	32,2	0,8370	1,4680	—	3,15	1,91	0,98	—34	0,72
13	256—268	2,9	35,1	0,8470	1,4730	—	4,01	2,17	1,09	—29	0,86
14	268—282	3,0	38,1	0,8520	1,4802	207	4,62	2,63	1,20	—23	0,97
15	282—296	3,0	41,1	0,8595	1,4808	—	6,67	3,17	1,41	—16	1,17
16	296—312	3,0	44,1	0,8660	1,4812	—	9,20	3,92	1,70	—9	1,27
17	312—326	3,0	47,1	0,8707	1,4860	251	12,72	4,97	1,95	—3	1,39
18	326—342	3,1	50,2	0,8820	1,4932	—	19,00	6,65	2,41	1	1,53
19	342—352	3,1	53,3	0,8927	1,5002	—	26,40	8,77	2,74	8	1,60
20	352—370	3,2	56,5	0,8980	1,5031	288	—	10,19	3,35	13	1,63
21	370—392	3,2	59,7	0,9055	1,5080	300	—	15,99	4,10	20	1,65
22	392—450	15,9	75,6	—	—	—	—	—	—	—	—
23	Остаток	24,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

101. Разгонка (ИТК) могутовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	45—78	2,83	2,83	0,6797	1,3787	85	—	—	—	—	—	Следы
2	78—110	3,35	6,18	0,7312	—	—	—	—	—	—	—	—
3	110—138	3,35	9,53	0,7389	1,4012	122	0,80	—	—	<—60	—	—
4	138—168	3,65	13,18	0,7616	—	—	1,09	—	—	—	—	0,24
5	168—198	3,51	16,69	0,7853	1,4320	—	1,51	0,95	—	—55	—	—
6	198—234	3,35	20,04	0,8090	—	—	2,03	1,19	—	—	—	—
7	234—254	3,65	23,69	0,8263	1,4550	193	2,97	1,71	0,91	—34	107	1,43
8	254—270	3,28	26,97	0,8422	—	—	4,25	2,28	1,01	—	—	—
9	270—300	3,80	30,77	0,8587	1,4720	—	6,42	3,02	1,38	—12	140	—
10	300—322	3,73	34,50	0,8701	—	—	10,46	4,59	1,63	—	—	2,00
11	322—346	3,80	38,38	0,8791	1,4850	270	17,04	6,23	2,18	9	167	—
12	346—372	3,58	41,88	0,8869	—	—	—	9,42	2,90	—	—	—
13	372—402	3,73	45,61	0,8950	1,4980	—	—	14,39	3,84	26	194	2,50
14	402—428	3,73	49,34	0,9038	—	—	—	20,00	4,62	—	—	—
15	428—454	3,80	53,14	0,9110	1,5073	360	—	31,28	6,27	36	215	—
16	454—485	3,86	57,00	0,9204	1,5150	400	—	51,25	8,43	41	222	2,96
17	Остаток	43,00	100,00	1,0890	—	—	—	—	—	43	—	4,70

Примечание. Содержание парафина во фракции № 12—11,10%, во фракции № 14—12,52%, во фракции № 16—10,75%; температура плавления его соответственно 47, 54 и 62 °С.

102. Разгонка (ИТК) пономаревской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,90	1,90	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,13	4,03	0,6396	1,3682	72	—	—	—	—	—	—
3	50—73	2,57	6,60	0,6620	1,3830	84	—	—	—	—	—	—
4	73—92	2,60	9,20	0,6910	—	95	—	—	—	—	—	0,01
5	92—111	2,52	11,72	0,7130	1,4072	105	—	—	—	—	—	—
6	111—127	2,67	14,39	0,7320	—	116	—	—	—	—	—	0,03
7	127—144	2,42	16,81	0,7490	1,4214	122	—	—	—	—	—	—
8	144—160	2,70	19,51	0,7620	—	132	1,05	—	—	<—60	—	0,07
9	160—174	2,60	22,11	0,7738	1,4332	145	1,20	—	—	—59	—	—
10	174—190	2,60	24,71	0,7835	—	150	1,44	—	—	—55	70	0,14
11	190—204	2,60	27,31	0,7929	1,4440	158	1,70	—	—	—48	78	—
12	204—218	2,78	30,09	0,8020	—	166	2,05	1,32	—	—42	82	0,26
13	218—232	3,03	33,12	0,8140	1,4549	175	2,60	1,40	—	—35	94	—
14	232—246	2,67	35,79	0,8220	—	186	3,06	1,60	—	—30	105	0,42
15	246—260	2,60	38,39	0,8318	1,4639	196	3,70	1,90	—	—25	113	—
16	260—273	2,74	41,13	0,8400	—	205	4,31	2,26	1,10	—21	123	0,60
17	273—286	2,74	43,87	0,8480	1,4728	215	5,60	2,75	1,22	—14	132	—
18	286—300	2,74	46,61	0,8550	—	230	7,42	3,48	1,40	—10	142	0,77
19	300—316	2,85	49,46	0,8620	1,4810	240	9,30	4,00	1,60	—4	152	—
20	316—331	3,00	52,46	0,8700	—	258	11,82	4,74	1,85	1	165	0,90
21	331—350	3,00	55,46	0.8767	1,4897	270	15,50	5,65	2,40	8	175	—
22	350—368	3,00	58,46	0,8830	—	292	28,19	9,00	2,91	12	186	1,04
23	368—386	2,97	61,43	0,8900	1,4980	308	—	12,50	3,70	18	195	—
24	386—408	3,14	64,57	0,8980	—	325	—	17,44	4,51	24	210	1,18
25	408—428	3,03	67,60	0,9040	1,5060	340	—	28,00	5,50	28	218	—
26	428—451	3,00	70,60	0,9110	—	364	—	38,39	7,26	33	226	1,33
27	451—478	3,00	73,60	0,9187	1,5140	380	—	—	8,50	36	238	—
28	478—500	2,57	76,20	0,9215	1,5190	418	—	68,72	10,06	39	250	1,45
29	Остаток	23,80	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—	2,30

103. Разгонка (ИТК) ашировской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фрак-ции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,70	0,70	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—68	4,78	5,48	0,6570	1,3702	—	—	—	—	—70	—
3	68—92	4,10	9,58	0,6860	1,3928	95	—	—	—	—70	0,02
4	92—110	4,06	13,64	0,7123	1,4018	105	—	—	—	—70	—
5	110—127	4,25	17,89	0,7250	1,4105	115	—	—	—	—70	0,01
6	127—144	3,95	21,84	0,7360	1,4172	130	—	—	—	—70	—
7	144—162	4,28	26,12	0,7494	1,4230	138	0,99	—	—	—70	0,03
8	162—181	4,46	30,58	0,7581	1,4262	145	1,24	—	—	—62	—
9	181—204	4,82	35,40	0,7610	1,4305	160	1,46	1,02	—	—49	0,04
10	204—254	12,60	48,00	0,8040	1,4455	190	2,56	1,25	0,85	—32	—
11	254—300	10,00	58,00	0,8270	1,4472	225	7,00	3,00	1,22	—12	0,20
12	300—350	8,90	66,90	0,8510	1,4702	280	11,90	4,91	1,94	5	0,30
13	350—400	7,10	74,00	0,8701	1,4815	350	—	9,50	3,13	22	0,38
14	400—450	6,78	80,78	0,8833	1,4935	440	—	20,22	5,18	33	0,51
15	450—478	4,58	85,36	0,8898	1,4985	540	—	40,45	8,15	37	0,84
16	Остаток	14,64	100,00	0,9388	—	—	—	—	—	—	1,30

104. Разгонка (ИТК) тархановской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,00	1,00	—	—	—	—	—	—	—
2	28—72	2,26	3,26	0,6524	—	—	—	<—60	—	0,10
3	72—100	2,38	5,64	0,6880	—	—	—	То же	—	—
4	100—124	2,38	8,02	0,7223	—	—	—	»	—	0,18
5	124—145	2,38	10,40	0,7385	—	—	—	»	—	—
6	145—167	2,56	12,96	0,7527	0,91	—	—	»	—	0,44
7	167—188	2,44	15,40	0,7661	1,11	—	—	»	—	—
8	188—208	2,56	17,96	0,7806	1,34	0,96	—	»	—	—
9	208—232	2,68	20,64	0,7942	1,73	1,15	—	»	—	0,60
10	232—252	2,71	23,35	0,8115	2,21	1,50	—	—43	75	—
11	252—270	2,78	26,13	0,8239	2,89	1,69	—	—34	94	—
12	270—290	2,80	28,93	0,8404	3,67	2,00	1,08	—25	107	1,85
13	290—308	2,83	31,76	0,8505	—	2,40	1,11	—17	120	—
14	308—324	2,86	34,62	0,8598	—	2,94	1,29	—10	130	—
15	324—346	2,92	37,54	0,8670	—	3,53	1,48	—3	138	2,44
16	346—368	2,92	40,46	0,8788	—	4,84	1,80	5	149	2,49
17	368—384	3,07	43,53	0,8850	—	6,72	2,31	11	160	2,55
18	384—408	2,99	46,52	0,8951	—	9,77	2,93	17	174	2,60
19	408—432	2,99	49,51	0,9015	—	16,00	3,94	24	186	—
20	432—453	3,04	52,55	0,9073	—	21,94	5,24	29	197	2,77
21	453—480	3,10	55,65	0,9120	—	—	6,75	34	210	2,82
22	480—500	1,61	57,26	0,9140	—	47,44	8,32	37	219	2,88
23	Остаток	42,74	100,00	1,0020	—	—	—	—	—	4,74

Примечание. Содержание парафина во фракции № 20—16,54%, во фракции № 22—12,22%; температура плавления его соответственно 49 и 58 °С.

105. Разгонка (ИТК) султангуловской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,00	1,00	—	—	—	—	—	—	—
2	28—72	1,94	2,94	0,6744	—	—	—	—	—	—
3	72—97	2,12	5,06	0,7088	—	—	—	—	—	0,02
4	97—120	2,30	7,36	0,7290	—	—	—	—	—	—
5	120—145	2,70	10,06	0,7502	—	—	—	—	—	0,03
6	145—164	2,41	12,47	0,7651	—	—	—	—	—	—
7	164—187	2,94	15,41	0,7810	1,35	—	—	—	—	0,05
8	187—208	3,00	18,41	0,7942	1,80	—	—	—	—	—
9	208—224	2,65	21,06	0,8075	2,17	—	—	—48	84	0,20
10	224—242	2,65	23,71	0,8203	2,80	—	—	—38	95	—
11	242—263	2,65	26,36	0,8325	3,43	1,94	—	—30	106	1,88
12	263—280	2,94	29,30	0,8420	4,40	2,30	—	—24	115	—
13	280—303	2,82	32,12	0,8520	5,99	2,94	—	—17	124	—
14	303—320	2,82	34,94	0,8613	—	3,60	—	—12	134	—
15	320—340	2,81	37,75	0,8690	—	4,70	1,18	—6	141	2,11
16	340—364	2,94	40,69	0,8770	—	6,00	1,70	0	149	—
17	364—386	2,90	43,59	0,8860	—	7,47	2,24	5	156	—
18	386—404	2,90	46,49	0,8921	—	9,20	2,80	11	160	—
19	404—424	3,06	49,55	0,8989	—	11,62	3,29	16	172	2,20
20	424—440	3,06	52,61	0,9070	—	15,20	4,20	21	180	—
21	440—454	3,00	55,61	0,914[illegible]	—	21,09	5,17	25	192	—
22	454—465	3,23	58,84	0,922[illegible]	—	30,88	6,64	28	200	2,54
23	Остаток	41,16	100,00	1,0300	—	—	—	—	—	3,26

Примечание. Содержание парафина во фракции № 20—9,0%, во фракции № 22—14,9%; температура плавления его соответственно 51 и 49 °С.

106. Разгонка (ИТК) красноярской нефти турнейского яруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки	
1	25—62	2,05	2,05	0,6419	—	—	—	—	—	0,04
2	62—83	2,27	4,32	0,6789	—	—	—	—	—	—
3	83—102	2,33	6,65	0,7060	—	—	—	—	—	—
4	102—125	2,44	9,09	0,7239	1,00	—	—	—	—	—
5	125—139	2,38	11,47	0,7393	1,15	—	—	—	—	0,16
6	139—156	2,44	13,91	0,7523	1,24	—	—	<—60	—	—
7	156—177	2,55	16,46	0,7683	1,45	—	—	—	—	—
8	177—192	2,89	19,35	0,7783	1,96	—	—	—50	—	—
9	192—210	2,55	21,90	0,7924	2,20	—	—	—	—	0,40
10	210—228	2,78	24,68	0,8093	2,78	1,11	—	—39	74	—
11	228—242	2,61	27,29	0,8171	3,52	1,52	—	—	86	—
12	242—258	2,61	29,90	0,8292	4,25	1,64	—	—26	100	1,16
13	258—276	2,67	32,57	0,8441	5,00	1,85	—	—	109	—
14	276—292	2,89	35,46	0,8549	6,35	2,01	—	—14	123	—
15	292—307	2,78	38,24	0,8571	4,20	3,20	—	—	131	1,84
16	307—320	2,72	40,96	0,8607	9,32	3,64	—	—2	144	—
17	320—332	2,84	43,80	0,8746	12,62	5,15	—	—	154	—
18	332—348	2,89	46,69	0,8839	19,70	6,87	—	10	163	1,91
19	348—362	2,89	49,58	0,8925	—	9,10	—	—	175	—
20	362—378	2,89	52,47	0,8934	—	12,07	3,50	18	185	—
21	378—392	2,78	55,25	0,9021	—	16,20	—	—	—	2,14
22	392—410	2,89	58,14	0,9167	—	23,44	5,46	27	200	—
23	410—425	2,95	61,09	0,9279	—	—	6,75	—	—	—
24	425—440	2,72	63,81	0,9432	—	43,13	8,38	33	—	2,35
25	Остаток	36,19	100,00	1,0062	—	—	—	—	—	4,13

Примечание. Содержание парафина во фракции № 19—14,2%, во фракции № 22—12,0%, во фракции № 24—8,8%; температура плавления его соответственно 41, 55 и 60 °С.

107. Разгонка (ИТК) байтуганской нефти угленосного горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %
1	До 28 (газ до C_4)	1,00	1,00	—	—	—	—	—	—	—
2	28—76	2,34	3,34	0,6669	—	—	—	<—60	—	0,04
3	76—106	2,56	5,90	0,7157	—	—	—	То же	—	—
4	106—128	2,72	8,62	0,7350	—	—	—	»	—	—
5	128—148	2,79	11,41	0,7540	1,00	—	—	»	—	—
6	148—170	2,79	14,20	0,7674	1,23	—	—	»	—	0,29
7	170—185	2,79	16,99	0,7814	1,54	—	—	—57	—	—
8	185—202	3,04	20,03	0,7941	1,72	—	—	—52	68	—
9	202—220	3,10	23,13	0,8133	2,31	1,00	—	—44	82	—
10	220—240	2,91	26,04	0,8227	2,80	1,35	—	—38	97	0,84
11	240—253	2,97	29,01	0,8322	3,63	1,74	—	—30	112	—
12	253—271	3,04	32,05	0,8438	5,30	2,20	—	—22	117	1,25
13	271—290	3,10	35,15	0,8555	6,03	2,85	—	—12	134	—
14	290—306	3,10	38,25	0,8618	8,00	3,50	—	— 8	144	1,78
15	306—328	3,04	41,29	0,8681	11,25	4,51	1,00	— 2	158	—
16	328—344	3,35	44,64	0,8760	17,50	6,00	1,42	5	164	—
17	344—362	3,10	47,74	0,8839	22,82	7,71	1,82	13	174	2,50
18	362—380	3,26	51,00	0,8863	—	10,00	2,50	17	186	2,54
19	380—400	3,35	54,35	0,8888	—	13,88	3,40	22	192	2,65
20	400—422	3,35	57,70	0,8968	—	19,00	4,90	25	200	2,78
21	422—440	3,10	60,80	0,9049	—	31,27	6,06	28	212	—
22	440—460	3,00	63,80	0,9060	—	—	7,40	30	217	2,84
23	Остаток	36,20	100,00	1,0025	—	—	—	—	—	4,42

Примечание. Содержание парафина во фракции № 20—6,9%, во фракции № 22—7,8%; температура плавления его соответственно 53 и 54 °С.

108. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефтей

Температура однократного испарения, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	к. к.
Никольская нефть бобриковского горизонта								
200	36,3	0,7476	130	48	70	136	240	280
250	53,6	0,7735	150	55	80	160	286	320
300	69,0	0,7928	160	63	93	200	350	370
325	77,8	0,8006	180	73	95	202	—	—
Пронькинская нефть турнейского яруса								
200	26,8	0,7723	133	56	60	140	250	267
275	52,0	0,7821	146	68	97	192	320	350
300	59,2	0,8043	157	71	106	204	344	350 (92%)
325	67,0	0,8070	162	80	116	218	350 (86%)	
Пронькинская нефть башкирского яруса								
200	28,0	0,7371	132	45	70	133	224	268
250	43,5	0,7749	152	60	90	174	285	330
300	56,2	0,8043	165	86	110	218	350	360 (94%)
325	60,0	0,8100	184	88	120	225	360	360 (90%)
Бобровская нефть угленосного горизонта								
200	44,0	0,7400	132	46	78	150	250	290
250	59,0	0,7546	148	68	97	185	328	350
285	69,0	0,7628	170	83	100	193	334	360
300	73,0	0,7805	220	92	108	200	350	370
Родинская нефть верейского горизонта								
200	22,0	0,7148	150	100	118	159	250	280
225	30,0	0,7729	155	102	122	172	270	300
250	37,0	0,7833	165	104	124	196	300	334
275	45,0	0,7933	—	120	132	216	325	350
300	54,0	0,8127	—	126	145	240	350	375
Покровская нефть бобриковского горизонта								
235	38,0	0,7663	—	39	67	160	280	317
250	42,0	0,7800	—	48	80	180	300	336
300	55,0	0,7948	—	56	90	200	330	351
350	70,0	0,8128	—	58	95	230	360 (86%)	369
Могутовская нефть								
225	20,7	0,7330	—	62	80	158	257	300
250	25,4	0,7645	—	65	86	168	278	320
300	35,9	0,7870	—	66	91	203	325	—
350	46,5	0,8115	—	68	109	240	350	—
375	57,3	0,8241	—	70	110	250	—	—
Пономаревская нефть								
225	36,0	0,7696	146	63	92	186	310	330
275	53,7	0,7892	168	72	94	200	330	345
300	61,3	0,7989	177	76	96	215	340	350
325	67,5	0,8001	193	78	98	220	—	350 (84%)

109. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефтей

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{100}$	Температура застывания, °С
Никольская нефть бобриковского горизонта					
200	63,7	0,8884	3,13	1,43	4
250	46,4	0,9007	4,13	1,56	12
300	31,0	0,9152	11,92	1,96	18
325	22,2	0,9287	19,87	2,74	30
Пронькинская нефть турнейского яруса					
200	73,2	0,8904	2,46	1,33	—2
275	48,0	0,9129	8,09	1,91	14
300	40,8	0,9218	26,49	2,30	18
325	33,0	0,9320	40,71	2,41	28
Пронькинская нефть башкирского яруса					
200	72,0	0,9122	3,44	1,57	3
250	56,5	0,9288	7,52	1,96	7
300	43,8	0,9455	27,16	3,27	16
325	40,0	0,9466	47,70	5,11	20
Бобровская нефть угленосного горизонта					
200	56,0	0,8917	2,62	1,38	—15
250	41,0	0,9000	5,38	1,61	—9
285	31,0	0,9065	9,36	2,01	—8
300	27,0	0,9382	22,71	2,92	0
Родинская нефть верейского горизонта					
200	78,0	0,9178	13,60	2,47	6
225	70,0	0,9199	21,60	3,28	5
250	63,0	0,9270	41,50	5,47	7
275	55,0	0,9468	150,0	9,23	18
300	46,0	0,9882	260,0	16,10	20
Покровская нефть бобриковского горизонта					
235	62,0	0,9257	8,87	1,74	—
250	58,0	0,9415	15,25	2,12	—
300	45,0	0,9558	29,89	3,03	—
350	30,0	0,9724	115,99	7,86	—
Могутовская нефть					
225	79,3	0,9400	—	2,87	—
250	74,6	0,9471	—	3,52	—
300	64,1	0,9608	—	6,30	—
350	53,5	0,9846	—	19,60	—
375	42,7	0,9950	—	41,40	—
Пономаревская нефть					
225	64,0	0,9135	7,63	2,37	8
275	46,3	0,9203	62,14	2,88	12
300	38,7	0,9362	99,74	4,07	16
325	32,5	0,9498	141,1	6,81	21

110. Характеристика остатков разной глубины отбора никольской нефти бобриковского горизонта

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
15,30	0,9622	—	41,06	14,57	15	322	12,68	1,90
19,07	0,9578	—	19,58	12,38	11	295	—	—
22,76	0,9517	—	13,05	5,06	8	278	—	—
26,99	0,9470	38,41	7,20	3,53	5	257	8,46	1,82
30,72	0,9413	20,82	4,78	2,79	3	240	—	—
34,63	0,9352	18,53	3,67	2,38	1	225	—	—
38,27	0,9300	11,05	3,15	2,09	—1	208	—	—
42,23	0,9245	7,41	2,52	1,86	—2	194	4,39	1,58
45,82	0,9185	5,78	2,30	1,75	—3	180	—	—
49,41	0,9134	4,82	2,06	1,54	—5	164	—	—
53,05	0,9068	4,00	1,95	1,50	—6	150	—	—
56,64	0,9005	3,18	1,70	1,45	—7	137	—	—
60,37	0,8928	2,43	1,53	1,32	—9	128	2,87	1,23
63,92	0,8758	2,08	1,49	1,28	—10	120	—	—
67,47	0,8673	1,92	1,40	1,22	—11	112	—	—
70,92	0,8614	1,78	1,35	1,19	—12	108	—	—
74,47	0,8566	1,65	1,30	1,15	—14	103	—	—
78,11	0,8529	1,52	1,25	1,12	—16	98	2,10	—
81,61	0,8512	1,41	1,18	1,09	—18	94	1,90	0,92
84,88	0,8453	1,36	—	—	—20	86	—	—
88,24	0,8418	1,30	—	—	—24	80	—	—
91,37	0,8389	1,26	—	—	—28	68	—	—
94,50	0,8355	1,21	—	—	—34	56	—	—
97,40	0,8338	1,19	—	—	—42	38	—	—
100,00	0,8290	1,16	—	—	—53	4	1,40	0,80

111. Характеристика остатков разной глубины отбора пронькинской нефти турнейского яруса

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
20,00	0,9620	—	59,96	21,97	40	356	16,44	3,20
22,40	0,9590	—	—	18,40	38	326	—	—
25,76	0,9540	—	—	11,00	36	304	—	—
28,95	0,9500	147,47	14,66	6,70	34	286	11,73	2,80
32,59	0,9450	—	10,00	5,00	32	266	—	—
39,48	0,9360	—	3,80	2,50	28	234	—	—
43,00	0,9326	10,98	2,90	1,77	27	218	6,68	2,10
46,22	0,9270	9,30	2,55	1,70	24	206	—	—
49,66	0,9230	7,60	2,30	1,60	22	192	—	—
52,94	0,9190	6,30	2,15	1,50	20	180	—	—
56,31	0,9130	4,90	1,92	1,45	17	168	—	—
59,55	0,9096	3,93	1,80	1,40	15	160	5,51	1,82
62,74	0,9040	3,20	1,70	1,37	11	144	—	—
65,69	0,9000	2,70	1,60	1,35	7	136	—	—

Продолжение

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
68,64	0,8950	2,30	1,50	1,32	4	125	—	—
71,67	0,8910	2,10	1,48	1,30	—1	118	—	—
74,62	0,8852	1,98	1,43	1,27	—4	103	4,27	1,70
77,62	0,8810	1,75	1,40	1,25	—8	94	—	—
80,41	0,8760	1,70	1,30	1,22	—12	86	—	—
83,16	0,8700	1,63	1,25	1,20	—17	75	—	—
85,98	0,8650	1,55	1,20	1,18	—20	63	—	—
88,60	0,8595	1,50	1,18	1,16	—24	54	3,73	1,55
91,30	0,8520	1,45	—	—	—29	—	—	—
93,96	0,8460	1,40	—	—	—35	—	—	—
96,38	0,8380	1,35	—	—	—40	—	—	—
98,80	0,8280	1,30	—	—	—47	—	—	—
100,00	0,8228	1,23	—	—	—50	—8	1,69	1,45

112. Характеристика остатков разной глубины отбора пронькинской нефти башкирского яруса

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
24,00	0,9774	—	—	105,92	38	342	15,61	4,50
29,20	0,9720	—	—	42,51	37	317	—	—
32,76	0,9686	—	—	25,0	36	300	—	—
36,33	0,9650	260,36	39,74	15,09	34	284	14,05	4,3
39,84	0,9610	213,48	29,10	9,45	32	268	—	—
43,23	0,9571	165,00	20,00	5,00	29	250	—	—
46,64	0,9529	107,70	12,73	4,02	26	231	—	—
49,97	0,9498	68,88	8,64	3,97	24	218	11,53	3,65
53,26	0,9457	51,32	7,70	3,54	22	203	—	—
56,47	0,9413	34,68	7,00	3,02	19	187	—	—
59,72	0,9374	23,00	5,10	2,90	11	172	—	—
62,97	0,9320	13,78	4,00	2,36	13	160	—	—
66,26	0,9260	7,83	2,65	1,92	10	148	9,60	2,90
69,43	0,9200	4,54	2,50	1,85	7	135	—	—
74,44	0,9095	4,20	2,10	1,60	1	114	—	—
75,49	0,9074	3,30	1,80	1,55	—1	109	—	—
78,50	0,9015	2,85	1,55	1,42	—4	97	—	—
81,58	0,8956	2,31	1,50	1,35	—8	83	—	—
84,83	0,8890	2,09	1,44	1,29	—12	72	6,51	2,31
87,71	0,8831	2,00	—	—	—16	60	—	—
90,43	0,8772	1,95	—	—	—19	44	—	—
93,07	0,8763	1,90	—	—	—21	42	—	—
96,12	0,8625	1,62	—	—	—27	21	—	—
98,40	0,8550	1,57	—	—	—30	11	—	—
100,0	0,8504	1,51	—	—	—32	4	4,22	2,10

113. Характеристика остатков разной глубины отбора бобровской нефти угленосного горизонта

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
12,0	1,0136	—	—	—	50	350	14,76	3,80
17,5	0,9950	—	—	—	53	326	—	—
21,0	0,9850	—	—	—	43	306	—	—
24,4	0,9776	—	—	—	35	288	12,74	2,37
27,6	0,9670	—	—	—	30	276	—	—
30,6	0,9600	—	—	—	25	264	—	—
33,8	0,9520	—	—	—	22	250	—	—
37,2	0,9400	89,77	14,20	5,98	17	236	11,11	2,00
40,6	0,9330	30,00	11,00	4,90	13	228	—	—
43,6	0,9250	24,00	8,00	4,00	10	217	—	—
46,9	0,9170	18,00	5,20	3,30	5	210	—	—
50,1	0,9100	13,00	3,80	2,70	2	190	—	—
53,2	0,9030	7,28	2,66	2,12	—2	180	9,11	1,60
56,2	0,9000	6,35	2,50	2,00	—5	170	—	—
59,3	0,8910	5,50	2,30	1,80	—8	154	—	—
62,4	0,8870	4,50	1,95	1,60	—11	144	—	—
65,8	0,8820	3,50	1,75	1,50	—15	130	—	—
72,1	0,8760	2,05	1,50	1,42	—20	108	4,13	1,30
75,0	0,8650	1,95	1,40	1,30	—23	100	—	—
78,0	0,8600	1,80	1,39	1,25	—26	90	—	—
80,99	0,8550	1,60	1,35	1,22	—29	80	—	—
83,9	0,8500	1,50	1,31	1,20	—32	68	—	—
86,8	0,8440	1,40	1,27	1,18	—34	58	—	—
89,6	0,8390	1,35	1,23	1,16	—36	48	3,61	1,15
92,27	0,8320	1,30	—	—	—39	—	—	—
94,9	0,8250	1,20	—	—	—41	—	—	—
92,27	0,8200	1,19	—	—	—42	—	—	—
99,9	0,8140	1,18	—	—	—43	—	—	—
100,0	0,8112	1,16	—	—	—45	16	2,92	0,95

114. Характеристика остатков разной глубины отбора родинской нефти верейского яруса

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
35,00	0,9959	Температура размягчения остатка 43 °С			40	331	13,80	3,56
38,19	0,9903	—	—	—	36	308	—	—
41,47	0,9880	—	—	—	32	300	—	—
44,71	0,9789	—	—	—	28	282	—	—
47,95	0,9750	—	—	—	22	264	—	—
51,19	0,9658	392,00	48,33	13,04	16	245	12,70	2,96
54,51	0,9608	—	15,50	8,52	12	217	—	—
57,71	0,9533	—	11,63	5,63	5	204	—	—
61,19	0,9477	—	8,00	5,00	0	185	—	—
64,39	0,9415	23,78	5,66	3,09	—6	164	12,04	2,70

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °C		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
70,38	0,9300	13,50	3,29	2,15	—15	130	—	—
73,38	0,9255	8,73	2,68	1,83	—19	115	—	—
76,12	0,9190	6,32	2,30	1,65	—23	104	—	—
79,09	0,9131	4,70	1,98	1,60	—27	90	—	—
82,17	0,9085	3,73	1,83	1,56	—30	80	—	—
85,07	0,9055	3,08	1,77	1,51	—33	66	9,95	2,13
87,76	0,8965	2,68	—	—	—40	60	—	—
90,34	0,8910	2,40	—	—	—42	46	—	—
93,15	0,8856	2,22	—	—	—46	34	—	—
95,81	0,8798	2,15	—	—	—50	22	—	—
98,10	0,8734	2,03	—	—	—52	14	—	—
100,00	0,8678	1,96	—	—	—56	5	6,98	1,68

115. Характеристика остатков разной глубины отбора покровской нефти бобриковского горизонта

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °C		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
26,80	0,9919	—	156,15	53,53	38	327	19,04	4,40
30,23	0,9843	—	—	19,50	35	292	—	—
33,60	0,9772	—	—	16,38	32	266	—	—
36,97	0,9719	305,80	29,31	11,47	29	248	14,58	3,60
40,43	0,9630	—	13,54	7,87	26	232	—	—
43,72	0,9572	—	10,28	5,32	23	217	—	—
47,09	0,9500	—	7,49	3,78	20	204	—	—
50,50	0,9442	23,58	5,48	2,53	16	192	8,95	3,17
56,58	0,9315	18,05	3,54	2,02	12	173	—	—
59,70	0,9254	13,48	2,98	1,84	10	163	—	—
62,95	0,9192	5,03	2,50	1,65	7	154	—	—
66,15	0,9138	3,53	2,28	1,60	5	144	—	—
69,35	0,9088	2,76	2,20	1,53	4	134	7,26	2,63
72,95	0,9067	2,40	1,92	1,48	3	122	—	—
75,71	0,9035	2,10	1,83	1,46	2	144	—	—
78,70	0,9002	1,91	1,71	1,44	1	104	—	—
81,65	0,8966	1,80	1,60	1,42	0	96	—	—
84,47	0,8934	1,73	1,49	1,40	0	84	5,93	2,42
87,34	0,8882	1,66	—	—	—1	74	—	—
90,12	0,8845	1,55	—	—	—3	63	—	—
92,75	0,8789	1,49	—	—	—6	52	—	—
95,37	0,8712	1,43	—	—	—9	39	—	—
97,80	0,8618	1,39	—	—	—13	10	—	—
100,00	0,8530	1,34	—	—	—18	0	4,42	2,20

116. Характеристика остатков разной глубины отбора твердиловской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
21,60	0,9642	—	—	191,8	>50	324	11,66	4,20
24,29	0,9580	—	—	—	46	310	—	—
27,40	0,9500	—	14,00	—	40	296	—	—
30,47	0,9447	771	12,40	5,50	34	285	8,83	3,60
33,54	0,9400	—	10,60	4,30	31	270	—	—
36,57	0,9350	—	9,00	3,60	28	258	—	—
39,64	0,9300	—	7,60	3,00	26	246	—	—
42,67	0,9260	—	6,15	2,65	24	234	—	—
45,70	0,9210	—	4,80	2,35	23	220	—	—
48,69	0,9176	13,22	3,90	2,00	22	208	4,92	3,21
51,72	0,9150	10,70	3,15	1,95	20	195	—	—
54,71	0,9110	8,50	2,60	1,80	18	182	—	—
57,62	0,9080	6,60	2,25	1,75	16	168	—	—
60,57	0,9050	5,20	2,00	1,68	14	156	—	—
63,52	0,9020	4,25	1,85	1,60	13	144	—	—
66,35	0,8997	3,49	1,62	1,50	12	130	3,69	3,02
69,07	0,8960	3,20	1,59	1,40	10	120	—	—
71,75	0,8920	2,90	1,50	1,35	8	116	—	—
74,50	0,8880	2,50	1,40	1,30	6	100	—	—
77,02	0,8840	2,25	1,32	1,28	4	90	—	—
79,66	0,8810	2,10	1,28	1,25	2	80	—	—
82,30	0,8736	1,95	1,25	1,21	0	72	3,01	2,68
84,90	0,8720	1,80	—	—	—2	60	—	—
87,42	0,8680	1,70	—	—	—4	52	—	—
90,02	0,8640	1,65	—	—	—6	44	—	—
92,50	0,8590	1,55	—	—	—8	36	—	—
94,70	0,8540	1,48	—	—	—10	30	—	—
96,71	0,8480	1,40	—	—	—12	24	—	—
100,00	0,8320	1,29	—	—	—15	18	2,09	1,72

117. Характеристика остатков разной глубины отбора воронцовской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
24,4	0,9860	—	—	—	26	—	14,00	2,38
40,3	0,9640	—	18,20	8,00	24	258	11,50	2,10
43,8	0,9560	—	14,10	6,30	22	244	10,10	2,05
47,4	0,9520	—	8,20	4,70	20	234	9,00	1,98
54,0	0,9460	—	7,20	3,40	17	208	7,90	1,91
58,0	0,9370	—	4,50	2,60	12	186	7,50	1,87
68,8	0,9250	8,60	2,60	—	2	160	—	1,73
78,0	0,9080	3,05	1,80	—	—6	114	—	1,66
87,0	0,8940	2,00	—	—	—12	80	—	1,55
92,0	0,8870	1,70	—	—	—18	—	—	1,43
100,0	0,8748	1,47	—	—	—24	12	4,33	1,30

118. Характеристика остатков разной глубины отбора могутовской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
43,06	1,1088	—	—	—	43	324	15,06	4,70
46,86	0,9950	—	—	—	38	307	—	—
50,66	0,9950	—	—	—	34	291	—	—
54,39	0,9855	—	—	—	30	274	—	—
58,12	0,9815	—	68,20	25,35	26	258	14,50	3,67
61,70	0,9770	—	54,40	15,60	22	240	—	—
65,50	0,9720	—	39,80	10,40	18	220	—	—
69,23	0,9665	—	21,80	7,00	14	198	—	—
73,03	0,9610	60,54	13,38	4,93	9	178	13,16	3,30
76,31	0,9560	43,20	9,80	3,65	4	160	—	—
79,96	0,9510	24,20	8,00	3,00	—1	140	—	—
83,31	0,9460	14,80	6,50	2,40	—5	125	—	—
86,82	0,9390	10,88	5,04	2,16	—11	102	12,40	3,10
90,47	0,9270	7,25	3,95	—	—16	76	—	—
93,82	0,9175	5,40	3,10	—	—20	68	—	—
97,17	0,9000	3,10	2,60	—	—25	56	—	—
100,00	0,8967	2,72	2,40	—	—28	44	7,10	3,10

119. Характеристика остатков разной глубины отбора пономаревской нефти

Выход на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
23,80	1,0001	—	220,0	61,4	36	344	14,80	2,30
26,40	0,9700	—	—	—	34	324	—	—
29,40	0,9600	—	—	—	33	308	—	—
32,40	0,9516	326,6	40,7	16,1	30	298	11,92	1,74
35,43	0,9480	276,0	26,0	12,5	28	280	—	—
38,57	0,9430	224,0	20,3	8,4	25	267	—	—
41,54	0,9380	176,0	12,8	5,6	23	252	—	1,58
44,54	0,9330	130,0	7,5	4,0	20	238	—	—
47,54	0,9300	80,0	5,6	3,1	18	226	—	—
50,54	0,9237	33,8	4,36	2,4	15	222	6,76	1,45
53,39	0,9200	26,0	4,0	2,15	13	205	—	—
56,13	0,9170	17,5	3,5	1,95	10	190	—	—
58,87	0,9130	9,0	2,9	1,75	8	180	—	1,33
61,61	0,9100	5,5	2,5	1,65	5	168	—	—
64,21	0,9060	4,5	2,2	1,60	3	158	—	—
66,88	0,9030	3,7	1,84	1,50	0	146	5,44	1,22
69,91	0,8990	3,3	1,70	1,38	—3	136	—	—

Продолжение

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
72,69	0,8950	3,1	1,63	1,35	—5	125	—	—
75,29	0,8900	2,8	1,55	1,31	—8	116	—	1,19
77,89	0,8870	2,6	1,50	1,28	—11	108	—	—
80,49	0,8830	2,3	1,47	1,25	—14	100	—	—
83,19	0,8804	2,0	1,41	1,22	—18	79	4,36	1,17
85,61	0,8740	1,9	—	—	—20	66	—	—
88,28	0,8700	1,8	—	—	—24	53	—	—
90,80	0,8650	1,6	—	—	—28	40	—	—
93,40	0,8580	1,5	—	—	—34	30	—	1,16
95,97	0,8520	1,48	—	—	—40	14	—	—
98,10	0,8470	1,45	—	—	—48	0	—	—
100,00	0,8416	1,4	—	—	—56	—10	3,27	1,15

120. Характеристика остатков разной глубины отбора тархановской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
42,74	1,0020	—	—	48,06	36	296	19,24	4,74
44,35	0,9952	—	—	—	34	288	—	—
47,45	0,9860	—	77,41	24,32	32	274	12,12	—
50,49	0,9812	—	—	16,05	28	260	—	—
53,48	0,9753	—	—	14,42	25	246	—	—
56,47	0,9696	172,1	26,32	10,93	22	232	11,80	3,96
59,54	0,9645	—	20,32	6,82	19	220	—	—
62,46	0,9600	—	17,10	4,75	17	208	—	—
65,38	0,9545	—	12,40	3,65	14	196	—	—
68,24	0,9502	—	8,52	2,90	11	185	—	—
71,07	0,9457	25,51	6,09	2,25	8	176	9,60	3,72
73,87	0,9403	—	5,00	2,00	6	160	—	—
76,65	0,9358	15,68	3,92	1,80	4	146	—	—
79,36	0,9302	10,71	3,23	1,72	0	129	—	—
82,04	0,9268	7,05	2,50	1,59	—2	113	—	—
84,60	0,9220	5,16	2,15	1,65	—5	96	8,00	3,37
87,04	0,9165	4,22	—	—	—10	80	—	—
89,60	0,9101	3,40	—	—	—16	60	—	—
91,98	0,9038	2,90	—	—	—21	46	—	—
94,36	0,8973	2,48	—	—	—27	32	—	—
96,74	0,8900	2,32	—	—	—34	12	—	—
99,00	0,8828	2,00	—	—	—40	0	—	—
100,00	0,8795	1,92	—	—	—42	—2	6,62	2,96

121. Характеристика остатков разной глубины отбора султангуловской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
41,16	1,0300	—	—	149,60	49	304	22,20	3,26
44,39	—	—	—	—	38	274	—	—
47,39	0,9990	—	—	—	31	256	—	—
50,45	0,9910	—	—	—	25	241	—	—
53,51	0,9835	—	89,04	25,86	21	228	19,89	2,67
56,41	0,9785	—	—	20,30	16	216	—	—
59,31	0,9735	—	—	14,25	12	204	—	—
62,25	0,9695	—	—	8,40	9	193	—	—
65,06	0,9650	68,42	12,96	5,80	6	183	15,48	—
67,88	0,9612	—	10,10	4,65	2	172	—	—
70,70	0,9570	—	7,75	3,90	—2	161	—	—
73,64	0,9520	—	5,80	3,24	—5	150	—	—
76,29	0,9485	17,91	4,66	2,86	—7	142	12,08	2,30
78,94	0,9450	14,20	3,70	2,47	—11	129	—	—
81,59	0,9415	10,60	3,18	2,20	—14	121	—	—
84,59	0,9369	7,43	2,69	1,90	—17	109	11,53	—
87,59	0,9320	5,65	2,34	1,70	—19	97	—	—
89,94	0,9280	4,60	2,10	1,62	—21	88	—	—
92,64	0,9220	3,80	1,99	1,58	—23	74	7,59	—
94,94	0,9150	3,15	—	—	—24	—	—	—
97,06	0,9070	2,80	—	—	—26	—	—	—
100,00	0,8885	2,30	—	—	—27	—	7,24	2,02

122. Характеристика остатков разной глубины отбора красноярской нефти турнейского яруса

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
36,19	1,0062	—	—	39,89	28	318	19,57	4,13
37,91	0,9910	—	—	—	25	306	—	—
40,86	0,9832	—	68,17	26,02	22	286	18,81	3,92
43,75	0,9785	—	—	20,00	21	268	—	—
46,53	0,9740	—	—	12,55	19	254	—	—
49,42	0,9704	—	21,85	8,87	17	240	14,66	—
52,31	0,9650	—	15,20	6,63	16	228	—	—
55,20	0,9610	—	10,15	5,42	10	216	—	—
58,04	0,9575	—	7,85	4,32	8	204	—	—
60,76	0,9534	31,74	6,90	3,59	5	190	12,55	3,75
63,54	0,9498	—	5,90	3,28	2	180	—	—
66,43	0,9445	—	5,15	2,80	—2	166	—	—
69,10	0,9390	—	4,52	2,53	—4	156	—	—
71,71	0,9345	—	3,85	2,30	—6	144	—	—
74,32	0,9301	7,52	3,23	2,16	—8	130	9,53	3,25

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °C застывания	Температура, °C вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
77,10	0,9245	—	2,82	1,85	—13	120	—	—
79,65	0,9189	—	2,40	1,72	—15	105	—	—
82,54	0,9130	—	2,15	1,63	—18	96	—	—
85,09	0,9065	—	1,95	1,60	—21	86	—	—
87,53	0,9027	3,19	1,83	1,56	—23	76	7,86	3,00
89,91	0,8955	—	—	—	—28	58	—	—
92,35	0,8875	—	—	—	—31	46	—	—
94,68	0,8820	—	—	—	—34	32	—	—
96,95	0,8745	—	—	—	—37	4	—	—
100,00	0,8661	1,60	—	—	—40	—7	5,46	2,55

123. Характеристика остатков разной глубины отбора байтуганской нефти угленосного горизонта

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °C застывания	Температура, °C вспышки в открытом тигле	Коксуемость, %	Содержание серы, %
36,20	1,0025	—	233,1	93,76	18	303	15,14	4,42
39,20	0,9980	—	—	—	14	295	—	—
42,30	0,9940	—	—	—	13	280	—	—
45,65	0,9903	—	123,3	21,81	12	265	12,32	—
49,00	0,9840	—	—	14,00	8	252	—	—
52,26	0,9792	—	—	9,00	6	240	—	—
55,36	0,9730	—	—	7,10	3	228	—	—
58,71	0,9650	—	13,37	5,93	1	216	9,51	3,58
61,75	0,9600	21,50	9,25	4,52	—2	204	—	—
64,85	0,9520	19,50	7,70	4,07	—4	192	—	3,41
67,95	0,9450	15,20	5,56	3,35	—7	180	—	—
70,99	0,9380	12,20	4,50	2,95	—9	168	—	3,20
73,96	0,9303	10,50	3,93	2,51	—12	154	8,20	—
76,87	0,9280	8,75	3,42	2,20	—13	138	—	3,02
79,97	0,9250	8,15	2,95	1,95	—14	120	—	—
83,01	0,9170	6,00	2,50	1,85	—15	106	—	2,80
85,80	0,9130	5,15	2,30	1,78	—17	95	—	—
88,59	0,9105	4,11	2,05	1,75	—18	80	7,03	2,59
91,38	0,9015	3,00	—	—	—22	60	—	—
94,10	0,8972	2,78	—	—	—23	46	—	—
96,66	0,8930	2,30	—	—	—25	30	—	—
100,00	0,8890	2,04	—	—	—27	12	5,84	2,81

III. НЕФТИ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

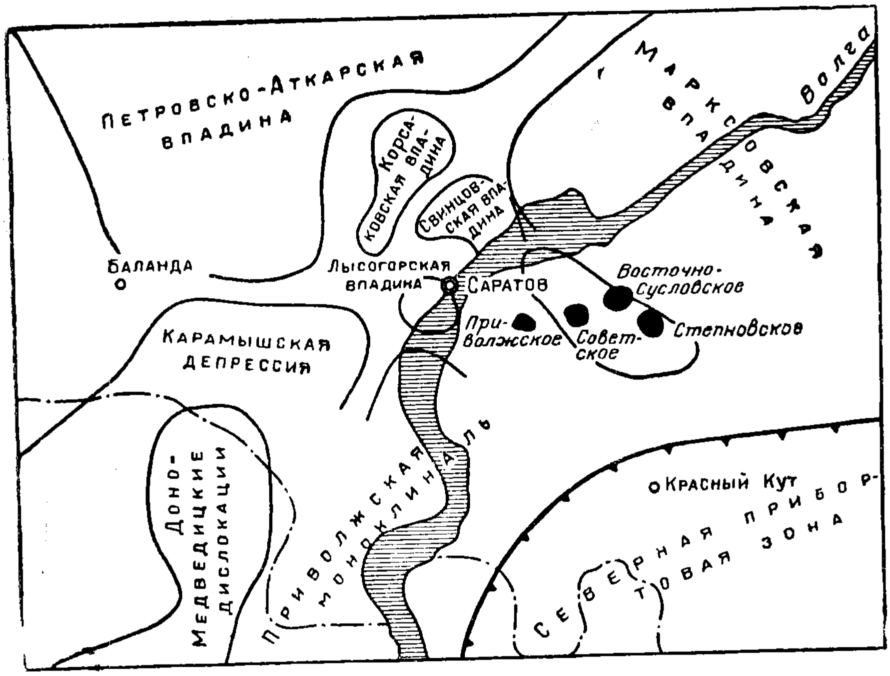

Рис. 3. Схема размещения нефтяных месторождений Саратовской области.

В Саратовской области залежи нефти связаны с отложениями девонской и каменноугольной систем.

Рассматриваемые новые нефтяные месторождения — Советское, Степновское, Восточно-Сусловское и Приволжское расположены в левобережной части Волги между Корсаковской и Прикаспийской впадинами.

Из характеристики нефтей Саратовской области следует, что они являются малосернистыми (0,24—0,47%) и малосмолистыми (смол силикагелевых 4,40—7,50% и асфальтенов 0,24—0,63%). Рассматриваемые в данном справочнике нефти содержат по сравнению с другими нефтями Саратовской области значительно больше парафина (6,6—10,4%).

Содержание бензино-керосиновых фракций наиболее высокое в советской нефти — 36,8% (фракции до 200 °С) и 74,5% (фракции до 350 °С). В бензиновых фракциях всех указанных нефтей преобладают в основном парафиновые углеводороды (больше 50%); содержание ароматических углеводородов у них выше, чем в ранее исследованных нефтях.

Легкие керосиновые дистилляты нефтей имеют высокие температуры начала кристаллизации (—40÷44 °С).

Дистилляты дизельных топлив, выкипающие в пределах 240—350 °С, характеризуются высокими температурами застывания.

124. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Ярус, пласт	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °C		Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
								с обработкой	без обработки		при 38 °C	при 50 °C
Восточносусловская	Живетский ярус $Д_V$	1834—1850	37	0,8465	221	25,40	4,63	14	—	<—35	—	—
Приволжская	Пласт $Д_2$-IVa	2736—2750	11	0,8230	175	8,35	2,69	2	—	То же	—	—
Советская	Живетский ярус $Д_2$-IVa	1911—1918	21	0,8195	182	5,35	2,93	0	7	»	40	183
Степновская	Старооскольский пласт $Д_2$-IVa	2153—2169	51	0,8457	202	36,27	5,07	16	—	»	—	—

Продолжение

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* KOH на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °C	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °C	до 350 °C
Восточносусловская	9,60	54	0,24	0,017	24	7,50	0,24	1,30	—	0,10	16,8	55,2
Приволжская	8,50	57	0,47	0,023	14	6,30	0,41	1,30	—	0,14	31,6	64,6
Советская	6,60	56	0,26	0,016	9	4,40	0,60	0,93	0,44	0,10	36,8	74,5
Степновская	10,4	55	0,37	0,029	23	5,40	0,63	1,09	0,01	0,13	22,4	56,9

125. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Восточносусловская	57	8	10	11	12	16	19	23	27	29	35	41
Приволжская	51	14	18	20	23	27	32	37	42	44	51	55
Советская	66	7	12	15	17	23	29	34	40	43	55	60
Степновская	69	6	9	11	12	14	18	21	24	26	32	39

126. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Температура, °С	Восточносусловская нефть			Приволжская нефть			Советская нефть			Степновская нефть		
	ν, *сст*	ВУ	ρ^t_4	ν, *сст*	ВУ	ρ^t_4	ν, *сст*	ВУ	ρ^t_4	ν, *сст*	ВУ	ρ^t_4
10	—	—	0,8536	23,80	3,32	0,8366	25,77	3,65	0,8268	—	—	—
20	25,39	3,51	0,8465	8,35	1,68	0,8230	5,35	1,42	0,8195	36,27	5,00	0,8457
30	8,37	1,69	0,8377	5,09	1,41	0,8207	4,25	1,32	0,8137	8,10	1,68	0,8381
40	6,10	1,49	0,8310	3,46	1,27	0,8155	3,50	1,24	0,8055	6,32	1,51	0,8303
50	4,63	1,37	0,8240	2,69	1,17	0,8078	2,93	1,19	0,7980	5,07	1,40	0,8240

127. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Восточносусловская	Приволжская	Советская	Степновская
60	0,7	2,3	1,6	1,9
62	0,8	2,5	1,8	2,4
70	1,2	3,5	3,3	3,2
80	1,9	4,5	4,6	4,2
85	2,2	5,2	5,3	5,0
90	2,5	5,7	6,8	5,6
95	3,0	6,8	8,2	6,8
100	3,5	7,8	9,5	7,6
105	4,0	9,0	10,0	8,6
110	4,6	10,1	12,0	9,5
120	5,6	11,7	14,5	11,3
122	5,8	12,3	15,0	11,6
130	6,6	14,3	17,2	12,9
140	8,1	16,6	20,1	14,3
145	8,8	17,6	21,8	15,0
150	9,4	19,0	23,1	15,5
160	10,5	21,0	25,7	17,0
170	12,2	23,9	28,2	18,2
180	13,6	26,3	31,0	19,7
190	15,1	28,7	33,8	21,1
200	16,8	31,6	36,8	22,4
210	19,0	35,4	38,9	24,0
220	21,4	38,3	40,5	25,1
230	23,4	40,6	43,1	26,1
240	25,4	42,6	46,0	27,3
250	27,1	44,3	48,2	28,9
260	29,2	45,9	51,0	31,7
270	31,9	47,6	53,6	34,3
280	34,5	49,3	55,5	37,2
290	37,2	51,1	57,7	38,9
300	39,9	53,2	60,3	41,7
310	42,5	55,3	63,1	43,4
320	45,1	57,8	65,8	46,0
330	47,8	60,1	69,3	48,7
340	51,5	62,4	71,5	52,6
350	55,2	64,8	74,5	56,9
360	57,5	66,0	76,4	59,0
370	59,8	67,2	78,2	60,8
380	61,5	68,6	80,0	62,8
390	64,2	69,8	81,0	66,4
400	67,6	71,2	82,0	70,7
410	70,0	73,0	83,2	73,2
420	72,3	74,8	84,4	76,8
430	75,0	76,8	85,2	80,0
440	77,2	79,6	86,0	82,0
450	78,4	81,1	87,1	—
460	80,1	82,3	88,7	—
470	—	—	89,8	—
480	—	—	—	—
490	—	—	—	—

128. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число (без ТЭС)
			н. к.	10%	50%	90%		
Приволжская нефть								
28—120	11,7	0,7110	58	7[illegible]	88	107	0,008	61,0
Советская нефть								
28—150	23,1	0,7237	68	76	105	140	0,006	—
28—200	36,8	0,7534	87	104	149	196	0,010	35,0
Степновская нефть								
28—150	15,5	0,7430	72	92	115	140	0,011	—
28—200	22,4	0,7540	74	94	130	197	—	—

129. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Восточносусловская нефть						
28—60	0,7	0,6613	—	1	6	93
60—95	2,3	0,7149	—	9	37	54
95—122	2,8	0,7450	—	16	33	61
122—150	3,6	0,7653	—	23	21	56
150—200	7,4	0,7836	—	23	24	53
28—200	16,8	0,7580	—	19	26	55
Приволжская нефть						
28—60	2,3	0,6680	—	1	10	89
60—95	4,5	0,7094	—	7	35	58
95—122	5,5	0,7388	—	10	34	56
122—150	6,7	0,7618	—	20	24	56
150—200	12,6	0,7852	—	25	27	48
28—200	31,6	0,7523	—	17	29	54
Советская нефть						
60—95	6,6	0,7187	1,4043	10	39	51
95—122	6,8	0,7432	1,4175	12	31	57
122—150	8,1	0,7625	1,4294	16	33	51
150—200	13,7	0,7824	1,4392	13	42	45
Степновская нефть						
60—95	4,9	0,7248	1,4058	14	35	51
95—122	4,8	0,7523	1,4216	16	25	59
122—150	3,9	0,7772	1,4315	21	25	54
150—200	6,9	0,7968	1,4447	14	52	34

130. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C					ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
				н. к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	общей	меркаптановой	
Восточносусловская	120—240	19,8	0,7916	147	162	200	235	242	1,58	8,55	—40	32	0,030	0,0006	2,82
Приволжская	120—240	30,9	0,7874	139	153	185	232	248	1,48	6,03	—44	25	0,040	0,0006	1,63
Советская	120—240	31,5	0,7880	151	161	191	228	240	1,51	—	—42	40	0,020	0,0013	1,70
Степновская	120—240	16,0	0,8000	150	161	193	228	240	1,53	—	—44	41	0,040	0,0027	2,34

131. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C						Температура, °C		Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
				н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °C, %	помутнения	вспышки			
Восточносусловская	150—300	30,4	0,8150	182	202	243	286	302	79	—28	58	20	0,05	—
Приволжская	150—300	34,2	0,8120	172	187	231	281	305	82	—33	56	22	0,15	—
Советская	150—320	42,7	0,8110	178	193	242	292	309	74	—20	82	26	0,10	2,30
Степновская	150—320	30,5	0,8340	184	222	259	300	317	65	—16	80	21	0,20	3,90

132. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °C: 10%	50%	90%	96%	ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C: застывания	помутнения	вспышки	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* топлива
Восточносусловская нефть															
200—350	38,4	—	—	258	285	328	338	0,8365	5,80	—	—12	—8	69	—	—
240—350	29,8	61,6	60,4	270	300	331	349	0,8444	7,82	3,59	—2	0	89	0,15	3,7
Приволжская нефть															
200—350	33,2	—	—	245	279	330	338	0,8410	6,10	3,69	—14	—10	67	0,35	—
240—350	22,2	59,8	57,1	265	298	331	342	0,8514	8,18	—	—4	—1	88	0,52	3,5
Советская нефть															
200—350	37,7	59,6	—	247	276	327	338	0,8302	5,44	2,78	—20	—4	96	0,14	3,6
Степновская нефть															
200—350	34,5	57,6	—	259	290	329	334	0,8478	7,57	3,57	—4	0	99	0,34	3,9

133. Характеристика остатков

Остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Восточносусловская нефть								
Остаток выше 350 °С	44,8	0,8954	2,40	1,70	36	220	0,41	2,98
» 460 °С	19,9	0,9331	16,90	8,80	—	301	—	7,90
Приволжская нефть								
Остаток выше 350 °С	35,2	0,9197	3,98	2,44	36	230	1,00	5,10
» 460 °С	17,7	0,9483	7,15	4,30	—	—	—	11,20
Советская нефть								
Остаток выше 350 °С	25,5	0,8880	2,40	1,80	36	220	0,65	2,50
» 470 °С	10,2	0,8960	6,20	3,10	—	302	—	7,80
Степновская нефть								
Остаток выше 350 °С	43,1	0,9014	2,40	1,80	36	220	0,76	2,50
» 440 °С	18,0	0,9440	11,30	4,50	—	286	—	6,50

134. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды					Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Восточносусловская нефть									
н. к. —200	29,0	—	90	—	—	—	—	10	—
200—250	10,3	1,4388—1,4541	80	—	—	1,5408—1,5571	19	19	1
250—300	12,8	1,4450—1,4618	81	1,5135	1	1,5526—1,5608	17	18	1
300—350	15,3	1,4534—1,4652	80	—	—	1,5663—1,5770	18	18	2
Приволжская нефть									
28—200	31,6	—	83	—	—	—	—	17	—
200—250	12,7	1,4403—1,4532	83	1,5215—1,5233	17	—	—	17	—
250—300	8,9	1,4470—1,4600	80	1,5232—1,5240	20	—	—	20	—
300—350	11,6	1,4535—1,4670	78	1,5230—1,5240	22	—	—	22	—
Советская нефть									
200—250	11,4	1,4354—1,4496	83	—	—	1,5384—1,5493	17	17	—
250—300	12,1	1,4403—1,4556	81	—	—	1,5354—1,5575	19	19	—
300—350	14,2	1,4488—1,4633	78	—	—	1,5211—1,5754	21	21	1
Степновская нефть									
200—250	6,5	1,4366—1,4570	79	—	—	1,5338—1,5611	21	21	—
250—300	12,8	1,4425—1,4618	77	—	—	1,5525—1,5580	22	22	1
300—350	15,2	1,4528—1,4738	76	—	—	1,5635—1,5856	22	22	2

135. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Восточносусловская нефть										
200—250	0,8211	1,4602	168	17	27	44	56	0,34	0,58	0,92
250—300	0,8356	1,4680	315	16	23	39	61	0,40	0,64	1,04
300—350	0,8504	1,4759	263	15	23	38	62	0,48	0,77	1,25
Приволжская нефть										
200—250	0,8217	1,4604	173	16	26	42	58	0,34	0,58	0,92
250—300	0,8403	1,4712	215	16	24	40	60	0,45	0,63	1,08
300—350	0,8642	1,4837	265	18	23	41	59	0,56	0,91	1,47
Советская нефть										
200—250	0,8129	1,4566	177	15	19	34	66	0,33	0,45	0,78
250—300	0,8306	1,4629	217	13	26	39	61	0,35	0,71	1,06
300—350	0,8488	1,4730	265	12	28	40	60	0,38	0,95	1,33
Степновская нефть										
200—250	0,8153	1,4649	176	21	19	40	60	0,44	0,44	0,88
250—300	0,8394	1,4710	215	24	15	39	61	0,46	0,59	1,05
300—350	0,8606	1,4798	267	24	17	41	59	0,48	1,02	1,50

136. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	А+$С_С$	А+$С_С$—2,5П
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Восточносусловская	0,24	7,50	9,60	24,00	9,74	—14,26
Приволжская	0,41	6,30	8,50	21,25	6,71	—14,57
Советская	0,63	5,40	10,40	26,0	6,03	—19,97
Степновская	0,60	4,40	6,60	16,50	5,00	—11,50

Примечание. С учетом приведенных показателей нефти не могут быть рекомендованы для получения дорожных битумов.

137. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Восточносусловская	II	$Т_1$	—	—	$П_3$
Приволжская	II	$Т_1$	—	—	$П_3$
Советская	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Степновская	I	$Т_2$	—	—	$П_3$

138. Разгонка (ИТК) восточносусловской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный						
1	28—60	0,7	0,7	0,6613	—	—	—	—	—
2	60—70	0,5	1,2	0,6999	—	—	—	—	—
3	70—80	0,7	1,9	0,7154	—	—	—	—	—
4	80—90	0,6	2,5	0,7267	—	—	—	—	—
5	90—100	1,0	3,5	0,7363	—	—	—	—	—
6	100—110	1,1	4,6	0,7452	—	—	—	—	—
7	110—120	1,0	5,6	0,7500	—	—	—	—	—
8	120—130	1,0	6,6	0,7565	114	—	—	—	—
9	130—140	1,5	8,1	0,7672	—	0,93	—	—	—
10	140—150	1,3	9,4	0,7712	124	0,96	—	—	—
11	150—160	1,1	10,5	0,7741	—	1,04	—	—	—
12	160—170	1,7	12,2	0,7795	138	1,18	—	—	—
13	170—180	1,4	13,6	0,7826	—	1,33	0,90	—	—
14	180—190	1,5	15,1	0,7880	149	1,54	1,03	—	—
15	190—200	1,7	16,8	0,7992	—	1,76	1,14	—	—
16	200—210	2,2	19,0	0,8117	162	2,08	1,31	—	—44
17	210—220	2,4	21,4	0,8168	—	2,45	1,47	—	—
18	220—230	2,0	23,4	0,8217	175	2,76	1,63	—	—30
19	230—240	2,0	25,4	0,8290	—	3,07	1,75	—	—
20	240—250	1,7	27,1	0,8320	190	3,51	1,95	—	—23
21	250—260	2,1	29,2	0,8336	—	3,88	2,11	—	—19
22	260—270	2,7	31,9	0,8350	206	4,58	2,36	—	—14
23	270—280	2,6	34,5	0,8362	—	6,04	2,71	—	—10
24	280—290	2,7	37,2	0,8376	224	6,19	3,17	—	—6
25	290—300	2,7	39,9	0,8384	—	7,26	3,63	—	—3
26	300—310	2,6	42,5	0,8419	244	8,66	3,87	—	1
27	310—320	2,6	45,1	0,8474	—	10,40	4,37	—	4
28	320—330	2,7	47,8	0,8508	270	11,80	4,90	—	8
29	330—340	3,7	51,5	0,8550	—	14,49	5,69	—	12
30	340—350	3,7	55,2	0,8572	294	18,54	6,77	—	17
31	350—360	0,8	56,0	0,8585	—	—	7,27	2,70	20
32	360—370	3,0	59,0	0,8590	320	—	8,75	2,98	22
33	370—380	2,5	61,5	0,8625	—	—	10,42	3,27	24
34	380—390	3,0	64,5	0,8660	337	—	12,43	3,58	26
35	390—400	3,1	67,6	0,8700	—	—	15,02	4,20	29
36	400—410	2,4	70,0	0,8733	365	—	18,25	4,83	32
37	410—420	2,3	72,3	0,8750	—	—	—	5,34	34
38	420—430	2,3	74,6	0,8772	403	—	—	5,96	36
39	430—440	2,6	77,2	0,8810	—	—	—	6,77	38
40	440—450	1,2	78,4	0,8839	440	—	—	7,70	40
41	450—460	1,7	80,1	0,8861	—	—	—	9,53	42
42	Остаток	19,9	100,0	—	—	—	—	—	—

139. Разгонка (ИТК) приволжской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный						
1	28—60	2,3	2,3	0,6680	—	—	—	—	—
2	60—70	1,2	3,5	0,6922	—	—	—	—	—
3	70—80	1,0	4,5	0,6981	—	—	—	—	—
4	80—90	1,2	5,7	0,7204	—	—	—	—	—
5	90—100	2,1	7,8	0,7276	—	—	—	—	—
6	100—110	2,3	10,1	0,7370	—	—	—	—	—
7	110—120	1,6	11,7	0,7439	—	—	—	—	—
8	120—130	2,6	14,3	0,7484	114	—	—	—	—
9	130—140	2,3	16,6	0,7603	—	0,81	—	—	—
10	140—150	2,4	19,0	0,7696	123	0,86	—	—	—
11	150—160	2,0	21,0	0,7721	—	0,93	—	—	—
12	160—170	2,9	23,9	0,7791	138	1,19	—	—	—
13	170—180	2,4	26,3	0,7855	—	1,29	0,86	—	—
14	180—190	2,4	28,7	0,7916	149	1,53	0,99	—	—
15	190—200	2,8	31,6	0,7978	—	1,75	1,14	—	—
16	200—210	3,8	35,4	0,8127	162	2,06	1,27	—	—47
17	210—220	2,9	38,3	0,8217	—	2,79	1,58	—	—36
18	220—230	2,3	40,6	0,8273	174	3,18	1,81	—	—28
19	230—240	2,0	42,6	0,8330	—	3,54	1,95	—	—25
20	240—250	1,7	44,3	0,8355	188	4,30	2,13	—	—23
21	250—260	1,6	45,9	0,8392	—	4,44	2,30	—	—17
22	260—270	1,7	47,6	0,8399	205	5,64	2,78	—	—14
23	270—280	1,7	49,3	0,8412	—	6,72	3,17	—	—11
24	280—290	1,8	51,1	0,8418	223	7,90	3,62	—	—8
25	290—300	2,1	53,2	0,8428	—	8,29	3,69	—	—4
26	300—310	2,1	55,3	0,8475	265	9,74	4,15	—	0
27	310—320	2,3	57,8	0,8556	—	12,71	5,11	—	5
28	320—330	2,3	60,1	0,8658	305	14,27	5,56	—	9
29	330—340	2,3	62,4	0,8703	—	18,18	6,38	—	13
30	340—350	2,4	64,8	0,8734	338	23,82	7,90	—	17
31	350—360	1,0	65,8	0,8755	—	—	10,00	3,42	22
32	360—370	1,0	66 8	0,8772	360	—	10,81	3,55	—
33	370—380	0,8	67,6	0,8776	—	—	11,55	3,68	26
34	380—390	1,4	69,0	0,8780	372	—	12,90	3,88	—
35	390—400	1,2	70,2	0,8802	—	—	15,42	4,45	33
36	400—410	1,9	72,1	0,8852	390	—	17,10	4,55	—
37	410—420	1,7	73,8	0,8892	—	—	—	4,98	37
38	420—430	2,5	76,3	0,8943	415	—	—	5,82	—
39	430—440	2,3	78,6	0,8972	—	—	—	7,44	45
40	440—450	1,5	80,1	0,9001	440	—	—	9,58	—
41	450—460	1,9	82,3	0,9055	—	—	—	13,59	50
42	Остаток	17,7	100,0	—	—	—	—	—	—

140. Разгонка (ИТК) советской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный							
1	28—60	1,6	1,6	0,6604	1,3744	—	—	—	—	—
2	60—70	1,7	3,3	0,6850	1,3930	—	—	—	—	—
3	70—80	1,3	4,6	0,7100	1,4032	—	—	—	—	—
4	80—90	2,2	6,8	0,7266	1,4069	—	—	—	—	—
5	90—100	2,7	9,5	0,7380	1,4123	—	—	—	—	—
6	100—110	2,5	12,0	0,7465	1,4168	—	—	—	—	—
7	110—120	2,5	14,5	0,7498	1,4199	—	—	—	—	—
8	120—130	2,7	17,2	0,7600	1,4262	—	—	—	—	—
9	130—140	2,6	20,1	0,7656	1,4311	120	—	—	—	—
10	140—150	3,0	23,1	0,7708	1,4324	—	1,05	—	—	—
11	150—160	2,6	25,7	0,7790	1,4355	132	1,25	—	—	—62
12	160—170	2,5	28,2	0,7850	1,4369	—	1,42	—	—	—58
13	170—180	2,8	31,0	0,7942	1,4386	142	1,51	—	—	—54
14	180—190	2,8	33,8	0,7980	1,4407	—	1,60	—	—	—50
15	190—200	3,0	36,8	0,8042	1,4444	158	1,90	—	—	—46
16	200—210	2,1	38,9	0,8099	1,4514	—	2,15	1,31	—	—42
17	210—220	1,6	40,5	0,8101	1,4545	171	2,27	1,48	—	—37
18	220—230	2,6	43,1	0,8140	1,4552	—	2,48	1,62	—	—30
19	230—240	2,9	46,0	0,8187	1,4588	185	2,74	1,70	—	—26
20	240—250	2,2	48,2	0,8200	1,4614	—	3,24	1,90	—	—21
21	250—260	2,8	51,0	0,8243	1,4638	201	3,80	2,10	—	—17
22	260—270	2,6	53,6	0,8283	1,4640	—	4,69	2,40	—	—13
23	270—280	1,9	55,5	0,8302	1,4644	216	5,45	2,63	—	—10
24	280—290	2,2	57,7	0,8350	1,4694	—	6,15	3,00	1,37	—7
25	290—300	2,6	60,3	0,8373	1,4659	237	7,20	3,34	1,55	—4
26	300—310	2,8	63,1	0,8401	1,4704	—	9,50	4,00	1,71	0
27	310—320	2,7	65,8	0,8450	1,4704	261	11,55	4,80	1,89	4
28	320—330	3,5	69,3	0,8508	1,4754	—	14,40	5,63	2,16	10
29	330—340	2,2	71,5	0,8538	1,4777	295	—	6,74	2,32	14
30	340—350	3,0	74,5	0,8575	1,4796	—	—	7,96	2,66	18
31	350—360	0,8	75,3	0,8614	1,4798	—	—	8,86	3,17	24
32	360—370	0,8	76,1	0,8630	1,4800	—	—	9,42	3,27	26
33	370—380	1,0	77,1	0,8642	1,4809	340	—	10,05	3,55	28
34	380—390	2,0	79,1	0,8660	1,4818	—	—	12,10	3,94	30
35	390—400	2,0	81,1	0,8682	1,4825	—	—	14,00	4,63	32
36	400—410	1,6	82,7	0,8715	1,4835	—	—	—	5,55	34
37	410—420	1,7	84,4	0,8740	1,4855	390	—	—	6,15	36
38	420—430	0,8	85,2	0,8772	1,4865	—	—	—	6,82	38
39	430—440	0,9	86,1	0,8780	1,4875	—	—	—	7,10	40
40	440—450	1,0	87,1	0,8831	1,4921	—	—	—	7,51	42
41	450—460	1,6	88,7	0,8854	1,4941	450	—	—	7,84	44
42	460—470	1,1	89,8	0,8879	1,4952	—	—	—	9,06	46
43	Остаток	10,2	100,0	—	—	—	—	—	—	—

141. Разгонка (ИТК) степновской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный						
1	28—60	1,9	1,9	0,6657	—	—	—	—	—
2	60—70	1,3	3,2	0,6850	87	—	—	—	—
3	70—80	1,0	4,2	0,7190	—	—	—	—	—
4	80—90	1,4	5,6	0,7310	93	—	—	—	—
5	90—100	2,0	7,6	0,7410	—	—	—	—	—
6	100—110	1,9	9,5	0,7460	107	—	—	—	—
7	110—120	2,1	11,6	0,7535	—	—	—	—	—
8	120—130	1,3	12,9	0,7636	112	—	—	—	—
9	130—140	1,4	14,3	0,7700	—	0,96	—	—	—
10	140—150	1,2	15,5	0 7750	124	1,11	—	—	—
11	150—160	1,5	17,0	0,7840	—	1,25	—	—	—
12	160—170	1,2	18,2	0,7900	138	1,40	—	—	—
13	170—180	1,5	19,7	0,7949	—	1,50	—	—	—
14	180—190	1,4	21,1	0,7990	150	1,70	—	—	<—60
15	190—200	1,3	22,4	0,8037	—	2,00	—	—	—56
16	200—210	1,6	24,0	0,8090	162	2,25	1,17	—	—50
17	210—220	1,1	25,1	0,8130	—	2,60	1,30	—	—43
18	220—230	1,0	26,1	0,8155	176	2,80	1,40	—	—38
19	230—240	1,2	27,3	0,8192	—	3,02	1,52	—	—33
20	240—250	1,6	28,9	0,8230	190	3,50	1,75	—	—28
21	250—260	2,8	31,7	0,8285	—	4,51	2,20	—	—22
22	260—270	2,6	34,3	0,8360	208	5,02	2,45	—	—16
23	270—280	2,9	37,2	0,8441	—	5,98	2,84	—	—11
24	280—290	1,7	38,9	0,8480	223	7,10	3,20	1,42	—8
25	290—300	2,8	41,7	0,8520	—	8,93	3,60	1,60	—4
26	300—310	1,7	43,4	0,8540	240	9,70	4,10	1,70	0
27	310—320	2,6	46,0	0,8560	—	11,35	4,60	1,87	4
28	320—330	2,7	48,7	0,8602	264	13,21	5,19	2,01	8
29	330—340	3,9	52,6	0,8620	—	16,50	6,15	2,46	12
30	340—350	4,3	56,9	0,8643	295	21,28	7,55	2,75	17
31	350—360	1,2	58,1	0,8627	—	—	8,83	3,28	24
32	360—370	2,5	60,6	0,8650	320	—	9,75	3,35	25
33	370—380	2,2	62,8	0,8654	—	—	11,32	3,50	27
34	380—390	4,0	66,8	0,8702	355	—	13,47	3,86	30
35	390—400	3,9	70,7	0,8733	—	—	16,68	4,50	33
36	400—410	3,7	74,4	0,8780	423	—	—	6,35	37
37	410—420	4,0	78,4	0,8831	—	—	—	7,11	39
38	420—430	1,8	80,2	0,8855	437	—	—	8,30	42
39	430—440	1,8	82,0	0,8902	—	—	—	—	—
40	Остаток	18,0	100,0	—	—	—	—	—	—

IV. НЕФТИ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

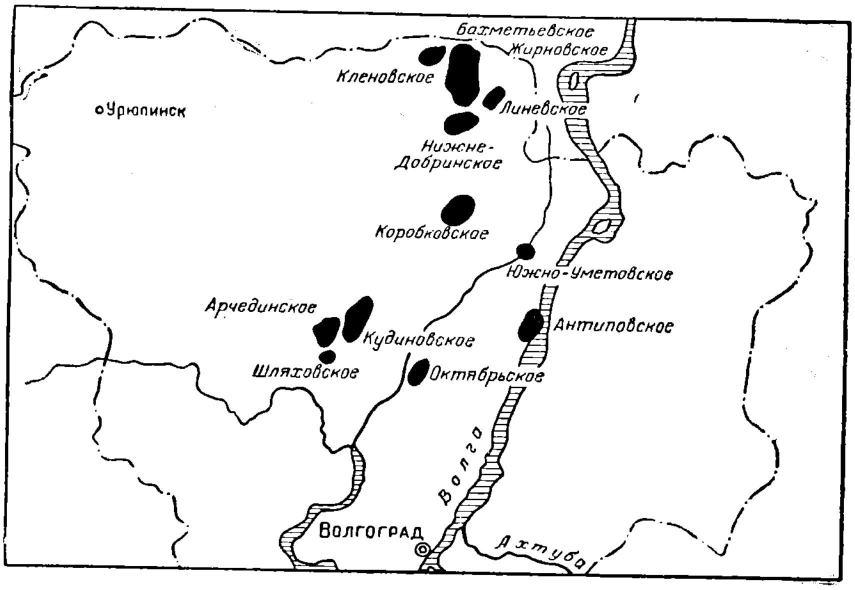

Рис. 4. Схема размещения нефтяных месторождений Волгоградской области.

Волгоградская область расположена на юго-востоке Русской платформы в районе сочленения юго-восточного склона Воронежского свода, Прикаспийской впадины и на юге вала Карпинского. Все известные в Волгоградской области месторождения нефти и газа располагаются в правобережной части области, в основном в северных и центральных ее районах.

Большинство месторождений области относится к многопластовым. Нефтяные залежи приурочены, как правило, к каменноугольной и девонской системам. Перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности Волгоградской области связаны с Приволжской моноклиналью, расположенной между Доно-Медведицким валом на западе и р. Волгой на востоке.

Разведочное бурение в Волгоградской области было начато в годы Великой отечественной войны и привело к открытию ряда нефтяных и газонефтяных месторождений, связанных с отложениями нижнего и среднего карбона: в 1947 г. открыто газонефтяное месторождение Арчеда, в 1949—1952 г. — месторождения Жирное, Бахметьево, Линево. В 1953 г. на месторождении Жирное и в 1954 г. на месторождении Арчеда обнаружена нефть в девонских отложениях. С 1958 г. разрабатывается нефтегазовая залежь на Коробковском месторождении, которое относится к наиболее крупным из всех открытых в области месторождений. В структурном отношении это месторождение приурочено к пологой брахиантиклинальной складке, расположенной в центральной погруженной части Доно-Медведицких дислокаций.

Залежи встречены в юрских, каменноугольных и девонских отложениях. В северо-восточной части Терсинской впадины расположено Кленовское месторождение, начало промышленной эксплуатации которого относится к 1962 г. Месторождение приурочено к Кленовскому поднятию, продуктивным является бобриковский горизонт.

В последующий период наиболее значительные месторождения области открыты в Арчединском нефтяном районе. С 1964 г. эксплуатируется Шляховское месторождение; промышленные притоки нефти получены из задонско-елецкого, евлановско-ливенского и воробьевского горизонтов девонских отложений. Крупнейшим в Арчединском нефтяном районе является Кудиновское месторождение, начало эксплуатации которого относится к маю 1966 г. Залежи нефти обнаружены в пашийском и воробьевском горизонтах девона. Небольшая залежь открыта также в семилукско-петинских слоях.

В последнее время в области открыт ряд новых месторождений: Южно-Уметовское, Нижнедобринское, Антиповско-балыклейское, Октябрьское. Работы по разведке и оконтуриванию их продолжаются. Кроме того, на открытых ранее месторождениях введены в эксплуатацию новые горизонты, приуроченные в большинстве случаев к девонским отложениям.

Нефти Волгоградской области резко отличаются между собой по свойствам. Относительная плотность их находится в пределах 0,923—0,798, содержание

парафина 1,0—8,5%, серы 1,03—0,04%, силикагелевых смол 13—20%. Выход фракций до 200 °С составляет от 2 до 42%. Наиболее тяжелыми являются нефти башкирского, намюрского и турнейского ярусов и тульского горизонта (относительная плотность 0,923—0,887; выход бензиновой фракции до 200 °С 2—8,7%). Нефти евлановско-ливенского, воронежского, семилукского, задонско-елецкого, пашийского и воробьевского горизонтов девонских отложений — легкие (относительная плотность не превышает 0,837; выход фракции до 200 °С не ниже 25%). Нефти тульского $Б_1$ и бобриковского горизонтов по свойствам занимают промежуточное положение.

Дистилляты волгоградских нефтей также имеют разнообразную характеристику. Бензиновые фракции жирновской и бахметьевской нефтей тульского $Б_1$ горизонта характеризуются высокими октановыми числами и хорошей приемистостью к ТЭС: добавка 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг* топлива повышает октановое число фракции н. к. — 120 °С с 78 до 91. Бензины остальных нефтей имеют октановые числа значительно ниже, но при добавлении 2,7 *г* ТЭС могут повысить их на 16—20 пунктов.

Данные по групповому углеводородному составу бензиновых фракций показывают, что содержание ароматических углеводородов во фракциях, выкипающих до 200 °С, низкое в тяжелых нефтях каменноугольных отложений — 2—4%, и значительно выше в девонских нефтях — 8—14%. Количество нафтеновых углеводородов во фракции н. к. — 200 °С бахметьевской и жирновской нефтей башкирского и турнейского ярусов и арчединской нефти турнейского и бобриковского горизонта высокое — от 68 до 76%, в той же фракции жирновской и бахметьевской нефтей тульского $Б_1$ горизонта — 51%, в нефтях бобриковского и девонских горизонтов — 24—46%. Высокое содержание нафтеновых углеводородов в составе бензиновых фракций большинства волгоградских нефтей характеризует последние как благоприятное сырье для процесса каталитического риформинга.

Легкие керосиновые дистилляты, выделенные из нефтей Волгоградской области, имеют низкую температуру начала кристаллизации, содержат мало меркаптановой серы, ароматических углеводородов и обладают достаточно высокой теплотой сгорания. Исключение составляют дистилляты евлановско-ливенского горизонта бахметьевской и жирновской нефтей и кленовской нефти, содержание меркаптановой серы в которых выше норм ГОСТ в 3—10 раз.

Волгоградские нефти характеризуются высокими выходами (30—42%) и хорошим качеством осветительного керосина (невысокое содержание серы, низкая температура помутнения; высота некоптящего пламени 20—26 *мм*).

Нефти всех месторождений — ценное сырье для производства дизельного топлива марки ДС. Дистилляты в температурных пределах 200—350 °С имеют хорошие низкотемпературные свойства, низкое содержание серы и высокую моторную характеристику. Парафино-нафтеновый характер дистиллятной части основной массы нефтей обусловливает высокие цетановые числа дизельных топлив (45—60). Цетановые числа дистиллятов из нефтей башкирского и турнейского ярусов ниже (41—42).

Из арчединской нефти бобриковского горизонта и турнейского яруса может быть получено арктическое дизельное топливо. Дизельное топливо зимней марки или его компонент могут быть получены из малопарафинистых нефтей башкирского яруса, бобриковского и тульского горизонтов Бахметьевского и Жир-

новского месторождений. Ресурсы сырья для производства зимнего дизельного топлива могут быть увеличены путем карбамидной депарафинизации соответствующих дистиллятов, что позволяет снизить их температуру застывания в среднем на 30 °С. Из нефтей Волгоградской области может вырабатываться летнее дизельное топливо с запасом по температуре застывания и помутнения.

Мазуты и остатки волгоградских нефтей различаются между собой по плотности, вязкости и температуре застывания, что лимитирует использование их в качестве топлив. Наиболее полный ассортимент топочных мазутов может быть получен из нефтей башкирского яруса и тульского горизонта Жирновского и Бахметьевского месторождений и из тяжелой арчединской нефти бобриковского и турнейского горизонтов. Из коробковской нефти возможно получение топочных мазутов марок 40 и 100. Мазуты из девонских нефтей вследствие высоких температур застывания могут быть использованы в качестве топлив лишь после разбавления их низкозастывающими продуктами вторичного происхождения.

Волгоградские нефти являются весьма ценным сырьем для производства масел, что обусловлено преобладанием в них парафино-нафтеновых углеводородов, невысокой смолистостью, малым содержанием серы. Потенциальное содержание масел в жирновской и бахметьевской нефтях тульского $Б_1$ горизонта составляет 30—35%, из них 10—12% приходится на остаточные масла с индексом вязкости 82—83.

Масляная арчединская нефть (турнейский ярус и бобриковский горизонт) содержит около 35% базовых масел с высокой вязкостно-температурной характеристикой. Так, остаточное масло из нефти турнейского яруса имеет индекс вязкости 90 при температуре застывания его —21 °С. Значительно ниже потенциальное содержание базовых масел — около 22% — в коробковской нефти бобриковского горизонта. Девонские нефти также содержат высококачественные масла, выход их в среднем 20%, в том числе остаточных масел около 5%. Индекс вязкости масла, выделенного из фракции 400—480 °С (ν_{50}=7,08) и остаточного масла кудиновской нефти пашийского горизонта соответственно 83 и 86. Еще выше вязкостно-температурные свойства масел из шляховской нефти воробьевского горизонта (индекс вязкости 91—98).

В связи с малой смолистостью и высоким содержанием парафина волгоградские нефти мало пригодны для получения из них битумов. Лишь из остатков нефтей башкирского, турнейского и namюрского ярусов Бахметьевского, Жирновского и Арчединского месторождений рекомендуется вырабатывать дорожные битумы.

18--963

142. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Горизонт, ярус, подъярус	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °С: с обработкой	Температура застывания, °С: без обработки	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*: при 38° С	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*: при 50° С
Кленовская	Бобриковский горизонт	1489—1493	32	0,8455	216	10,53	4,44	—22	—	<—35	87	158
Бахметьевская	Верхнебашкирский подъярус	—	Средний образец	0,8936	—	73,60	20,00	—42	—	—	—	—
Бахметьевская	Нижнебашкирский подъярус	—	То же	0,9087	292	117,00	25,40	—34	—34	—	—	—
Бахметьевская	Намюрский ярус	—	» »	0,9233	—	163,33	28,90	>—30	—	—	—	—
Бахметьевская	Тульский горизонт $А_2$	—	—	0,9080	—	150,00	28,60	>—32	—	—	—	—
Бахметьевская	Тульский горизонт $Б_1$	1005—1012	379	0,8567	246	17,39	7,19	—52	—	<—40	95	—
Бахметьевская	Бобриковский горизонт	1096—1099	474	0,8710	292	24,23	6,09	—60	—	—5	37	—
Бахметьевская	Турнейский ярус	1048—1060	471	0,9087	317	99,90	24,47	—36	—	—11	39	—
Бахметьевская	Евлановско-ливенский горизонт	1745—1770	464	0,8199	174	4,22	2,34	—8	6	<—35	152	—
Бахметьевская	Воронежский горизонт	1785—1830	551	0,8223	193	5,54	3,04	—44	—	—32	—	—
Жирновская	Верхнебашкирский подъярус	560—590	51	0,8876	263	54,17	16,29	—40	—40	52	—	52
Жирновская	Нижнебашкирский подъярус	653—665	660	0,9122	277	—	33,90	—36	—36	80	—	57
Жирновская	Тульский горизонт $А_2$	974—976	652	0,8876	295	64,40	17,03	—46	—44	24	52	—
Жирновская	Тульский горизонт $Б_1$	1010—1018	156	0,8541	245	16,97	7,17	—46	—	—40	79	116
Жирновская	Бобриковский горизонт	—	Средний образец	0,8567	—	17,70	6,80	—6	—	—22	—	—
Жирновская	Евлановско-ливенский горизонт	1755—1784	219	0,8037	162	3,01	1,78	—26	—18	<—40	223	330
Жирновская	Семилукский горизонт	2297—2515	228	0,8180	156	6,51	2,55	—10	—	—	—	—

Коробковская	Верхнебашкирский подъярус	—	Средний образец	0,8470	222	11,27	5,24	—46	—	—36	31	142
Коробковская	Бобриковский горизонт	1770—1777	183	0,8182	185	5,14	2,59	—10	—	—35	326	—
Коробковская	Турнейский ярус	—	Средний образец	0,8488	236	15,50	5,12	—12	—	<—35	—	—
Новокоробковская	Евлановско-ливенский горизонт	2436—2445	73	0,8193	168	4,54	2,43	—10	—	То же	324	—
Антиповско-балыклейская	Задонско-елецкий горизонт	4764	26	0,8142	207	3,94	2,24	—26	—5	» »	286	360
Кудиновская	Пашийский горизонт	2865—2868	83	0,8155	196	3,76	2,43	—4	6	» »	271	—
Кудиновская	Воробьевский горизонт	3080—3090	240	0,8313	198	12,53	3,21	—4	4	—20	101	209
Арчединская	Бобриковский горизонт	—	—	0,8828	295	49,60	13,68	—57	—44	71	—	—
Арчединская	Турнейский ярус	—	—	0,8881	—	59,1	16,90	—52	—	—	—	—
Арчединская	Задонско-елецкий горизонт	1701—1710	79	0,8237	149	5,60	2,65	—20	—8	<—35	390	486
Арчединская	Евлановско-ливенский горизонт	1795—1800	127	0,8226	177	4,99	2,38	—32	—6	То же	358	476
Шляховская	Задонско-елецкий горизонт	1853—1862	7	0,8371	173	6,63	3,35	—14	—6	» »	259	—
Шляховская	Евлановско-ливенский горизонт	1959—1964	6	0,8317	180	6,93	3,15	—6	0	—28	358	—
Шляховская	Воробьевский горизонт	2889—2907	8	0,7980	159	3,17	1,90	—8	<—35	—10	453	—

Продолжение

Нефть	Горизонт, ярус, подъярус	Парафин: содержание, %	Парафин: температура плавления, °С	Содержание, %: серы	Содержание, %: азота	Содержание, %: смол сернокислотных	Содержание, %: смол силикагелевых	Содержание, %: асфальтенов	Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, мг КОН на 1 г нефти	Выход фракции, вес. %: до 200° С	Выход фракции, вес. %: до 350° С
Кленовская	Бобриковский горизонт	4,5	50	0,33	0,02	15	5,2	0,45	1,90	0,010	0,16	26,9	61,5
Бахметьевская	Верхнебашкирский подъярус	0,8	—	0,82	—	34	13,0	1,00	2,90	—	0,12	9,0*	34 (до 350° С)
Бахметьевская	Нижнебашкирский подъярус	—	—	1,02	—	26	—	—	—	—	—	3,0*	—
Бахметьевская	Намюрский ярус	—	—	0,89	—	40	—	—	—	—	—	2,0*	—
Бахметьевская	Тульский горизонт $А_2$	—	—	0,80	—	21	13,0	—	3,98	—	0,41	3,0	38,0
Бахметьевская	Тульский горизонт $Б_1$	5,8	53	0,28	—	13	7,5	0,87	1,73	—	0,05	14,0	49,0
Бахметьевская	Бобриковский горизонт	4,5	48	0,45	0,06	14	6,1	1,23	2,43	0,260	0,14	8,6	50,8
Бахметьевская	Турнейский ярус	1,0	—	0,65	0,03	16	8,2	1,70	3,23	0,250	0,88	7,5	42,5
Бахметьевская	Евлановско-ливенский горизонт	5,0	49	0,45	0,036	12	4,3	0,13	1,07	0,050	0,07	34,9	62,8
Бахметьевская	Воронежский горизонт	6,7	55	0,36	0,02	15	8,0	0,34	1,28	0,011	0,08	32,9	62,4
Жирновская	Верхнебашкирский подъярус	1,7	60	0,81	0,11	24	12,4	1,08	4,60	0,121	0,14	8,7	48,4
Жирновская	Нижнебашкирский подъярус	1,8	60	0,79	—	31	10,7	1,85	3,90	0,102	0,62	7,2	38,4
Жирновская	Тульский горизонт $А_2$	1,6	52	0,29	—	20	7,0	1,00	2,78	0,030	0,34	2,0*	39,6
Жирновская	Тульский горизонт $Б_1$	4,7	50	0,23	0,06	10	4,7	0,60	1,56	0,011	0,06	16,0	55,0
Жирновская	Бобриковский горизонт	—	—	0,26	—	8	—	0,20	2,00	—	0,10	8,6	50,8
Жирновская	Евлановско-ливенский горизонт	2,7	56	0,29	0,03	6	2,0	0,03	0,49	0,012	0,03	42,0	76,1
Жирновская	Семилукский горизонт	5,1	51	0,04	0,04	3,5	2,0	0,10	0,21	0,030	0,02	25,4	71,2

Коробковская	Верхнебашкирский подъярус	4,2	49	1,07	0,09	25	9,5	—	3,08	—	0,08	25*	67,0
Коробковская	Бобриковский горизонт	4,8	54	0,42	0,07	8	4,6	0,85	1,28	—	0,03	32,3	63,1
Коробковская	Турнейский ярус	2,4	—	0,30	0,03	16	—	0,80	1,36	—	0,15	28*	—
Новокоробковская	Евлановско-ливенский горизонт	5,8	53	0,14	0	8	2,4	0,79	0,85	0,053	0,03	34,3	63,6
Антиповско-балыклейская	Задонско-елецкий горизонт	4,6	56	0,13	0,01	15	7,6	0,30	0,75	0,040	0,06	37,4	65,9
Кудиновская	Пашийский горизонт	6,5	58	0,32		8	2,2	0,80	0,55	0,030	0,04	33,0	66,2
Кудиновская	Воробьевский горизонт	7,8	56	0,38	0	10	4,8	0,41	0,86	0,010	0,04	28,8	62,0
Арчединская	Бобриковский горизонт	1,8	49	0,27	0,10	8	5,3	0,71	1,88	—	0,06	6,0	40,8
Арчединская	Турнейский ярус	1,0	48	0,31	0,09	16	8,5	1,46	2,30	—	0,18	3,6	40,5
Арчединская	Задонско-елецкий горизонт	4,0	56	0,26	0,10	10	6,0	0,36	1,59	0,002	0,06	32,5	58,9
Арчединская	Евлановско-ливенский горизонт	5,5	52	0,19	0	11	4,5	0,44	1,59	0,002	0,07	33,7	63,4
Шляховская	Задонско-елецкий горизонт	5,5	58	0,37	0	11	6,0	1,10	1,35	—	0,07	31,3	58,1
Шляховская	Евлановско-ливенский горизонт	6,8	60	0,18	—	15	5,7	0,44	1,67	0,020	0,05	29,4	56,3
Шляховская	Воробьевский горизонт	8,5	48	0,45	0,005	6	3,4	0,08	0,56	0,004	0,03	36,0	63,8

* Разгонка нефти по ГОСТ 2177—66.

143. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
Клеповская	71	6	10	12	14	20	24	29	34	39	43	48
Бахметьевская верхнебашкирского подъяруса	148	—	—	—	1	4	7	9	12	18	22	29
Бахметьевская нижнебашкирского подъяруса	178	—	—	—	—	—	3	5	9	12	17	23
Бахметьевская намюрского яруса	148	—	—	—	—	1	2	5	8	12	17	24
Бахметьевская $Б_1$	79	2	3	4	6	11	14	20	24	31	36	41
Бахметьевская бобриковского горизонта	114	—	2	3	5	9	12	17	22	27	33	39
Бахметьевская турнейского яруса	96	2	4	5	6	8	10	11	14	18	22	29
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	56	13	20	23	26	32	36	40	46	49	54	57
Бахметьевская воронежского горизонта	59	13	19	22	25	29	34	38	42	47	51	57
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	156	—	—	—	0,5	1,5	4	7	12	17	22	30
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	186	—	—	—	—	—	1,5	4	8	13	18	25
Жирновская $А_2$	160	—	—	—	—	—	2	6	11	17	22	30
Жирновская $Б_1$	91	1	2	3	5	9	13	19	24	29	34	40
Жирновская бобриковского горизонта	110	—	1	2	3	5	10	13	18	23	30	35
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	47	17	24	27	29	36	41	48	54	58	62	65
Жирновская семилукского горизонта	85	2	5	9	10	17	24	31	37	46	52	60
Коробковская верхнебашкирского подъяруса	69	10	11	13	16	20	25	30	35	42	47	53
Коробковская бобриковского горизонта	63	12	18	21	29	29	33	39	43	48	52	57
Коробковская турнейского яруса	82	6	8	15	19	23	27	33	38	42	46	52
Новокоробковская	55	14	20	24	26	31	37	41	45	49	53	58
Антиповско-балыклейская	50	18	24	27	28	32	38	43	49	53	56	60
Кудиновская пашийского горизонта	58	10	16	19	22	27	33	37	42	47	52	57
Кудиновская воробьевского горизонта	59	9	13	16	18	23	27	32	37	42	46	51
Арчединская задонско-елецкого горизонта	44	17	22	25	27	31	35	39	42	46	50	55
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	48	17	25	27	29	34	38	42	46	50	54	58
Шляховская задонско-елецкого горизонта	67	13	20	23	26	30	35	39	42	46	50	56
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	49	14	20	22	24	28	32	36	40	43	48	52
Шляховская воробьевского горизонта	56	20	26	29	32	36	40	44	48	52	55	59

144. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Кленовская	18,67	10,53	7,61	5,76	4,44
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	19,71	4,22	3,54	2,79	2,34
Бахметьевская воронежского горизонта	—	5,54	4,62	3,58	3,04
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	96,38	54,17	33,10	22,77	16,29
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	—	—	84,63	50,69	33,89
Жирновская $А_2$	234,2	64,40	38,80	25,58	17,03
Жирновская $Б_1$	—	16,97	11,38	8,88	7,17
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	3,77	3,01	2,57	2,15	1,78
Жирновская семилукского горизонта	22,10	6,51	4,42	3,54	2,55
Коробковская бобриковского горизонта	7,95	5,14	4,01	3,32	2,59
Коробковская турнейского яруса	—	15,50	9,73	7,11	5,12
Новокоробковская	7,16	4,54	3,57	2,90	2,43
Антиповско-балыклейская	5,70	3,94	3,22	2,69	2,24
Кудиновская пашийского горизонта	4,96	3,76	2,98	2,63	2,43
Кудиновская воробьевского горизонта	42,25	12,53	6,54	4,91	3,21
Арчединская бобриковского горизонта	—	49,65	30,86	20,30	13,68
Арчединская турнейского яруса	—	59,14	36,62	24,26	16,90
Арчединская задонско-елецкого горизонта	9,47	5,60	4,40	3,16	2,65
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	—	4,99	4,78	4,21	2,38
Шляховская задонско-елецкого горизонта	13,95	6,63	4,88	3,88	3,35
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	16,21	6,93	5,10	3,70	3,15
Шляховская воробьевского горизонта	4,79	3,17	2,57	2,22	1,90

145. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Кленовская	2,72	1,88	1,62	1,46	1,35
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	2,83	1,33	1,27	1,20	1,15
Бахметьевская воронежского горизонта	—	1,44	1,37	1,27	1,22
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	13,04	7,35	4,60	3,29	2,52
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	—	—	11,46	6,90	4,70
Жирновская $А_2$	31,60	8,71	5,18	3,52	2,60
Жирновская $Б_1$	—	2,54	1,97	1,74	1,58
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	1,29	1,22	1,18	1,13	1,10
Жирновская семилукского горизонта	3,11	1,53	1,36	1,27	1,17
Коробковская бобриковского горизонта	1,65	1,40	1,31	1,25	1,18
Коробковская турнейского яруса	—	2,38	1,81	1,58	1,40
Новокоробковская	1,58	1,36	1,27	1,21	1,16
Антиповско-балыклейская	1,46	1,30	1,25	1,19	1,14
Кудиновская пашийского горизонта	1,39	1,28	1,22	1,18	1,16
Кудиновская воробьевского горизонта	6,03	2,08	1,53	1,39	1,24

Нефть	ВУ10	ВУ20	ВУ30	ВУ40	ВУ50
Арчединская бобриковского горизонта	—	6,58	4,18	2,91	2,19
Арчединская турнейского яруса	—	7,81	4,91	3,38	2,53
Арчединская задонско-елецкого горизонта	1,79	1,45	1,35	1,23	1,18
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	—	1,40	1,37	1,33	1,16
Шляховская задонско-елецкого горизонта	2,22	1,54	1,39	1,30	1,25
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	2,45	1,56	1,41	1,29	1,23
Шляховская воробьевского горизонта	1,38	1,23	1,18	1,14	1,11

146. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Кленовская	0,8515	0,8455	0,8381	0,8302	0,8235
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	0,8252	0,8199	0,8092	0,8026	0,7957
Бахметьевская воронежского горизонта	0,8297	0,8223	0,8149	0,8074	0,7998
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	0,8945	0,8876	0,8809	0,8746	0,8685
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	0,9191	0,9122	0,9060	0,8999	0,8934
Жирновская $А_2$	0,8962	0,8876	0,8834	0,8765	0,8700
Жирновская $Б_1$	0,8611	0,8541	0,8471	0,8400	0,8328
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	0,8116	0,8037	0,7983	0,7898	0,7825
Жирновская семилукского горизонта	0,8263	0,8180	0,8122	0,8016	0,7986
Коробковская верхнебашкирского подъяруса	0,8541	0,8470	0,8399	0,8327	0,8255
Коробковская бобриковского горизонта	0,8257	0,8182	0,8107	0,7956	0,7878
Коробковская турнейского яруса	0,8559	0,8488	0,8417	0,8346	0,8274
Новокоробковская	0,8269	0,8193	0,8116	0,8054	0,7986
Антиповско-балыклейская	0,8170	0,8142	0,8083	0,8013	0,7913
Кудиновская пашийского горизонта	0,8235	0,8155	0,8084	0,8009	0,7930
Кудиновская воробьевского горизонта	0,8394	0,8313	0,8232	0,8164	0,8090
Арчединская бобриковского горизонта	—	0,8828	0,8762	0,8696	0,8639
Арчединская турнейского яруса	—	0,8881	0,8815	0,8749	0,8681
Арчединская задонско-елецкого горизонта	0,8280	0,8237	0,8135	0,8022	0,7961
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	0,8301	0,8226	0,8158	0,8090	0,8031
Шляховская задонско-елецкого горизонта	0,8446	0,8371	0,8299	0,8226	0,8158
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	0,8389	0,8317	0,8242	0,8175	0,8101
Шляховская воробьевского горизонта	0,8059	0,7980	0,7902	0,7824	0,7758

147. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Кленовская	86,05	13,39	0,21	0,33	0,02
Бахметьевская $Б_1$	85,55	13,87	0,23	0,28	0,06
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	85,70	12,80	0,58	0,81	0,11
Жирновская $Б_1$	86,10	13,44	0,17	0,23	0,06
Коробковская верхнебашкирского подъяруса	85,10	13,72	0,02	1,07	0,09
Коробковская бобриковского горизонта	85,68	13,75	0,08	0,42	0,07
Антиповско-балыклейская	85,79	13,85	0,22	0,13	0,01
Кудиновская пашийского горизонта	85,66	13,92	0,10	0,32	0
Кудиновская воробьевского горизонта	85,52	13,98	0,12	0,38	0
Арчединская турнейского яруса	86,36	13,16	0,08	0,31	0,09
Арчединская задонско-елецкого горизонта	85,71	13,75	0,18	0,26	0,10
Шляховская задонско-елецкого горизонта	86,07	13,35	0,21	0,37	0

148. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	изо-C_4H_{10}	н-C_4H_{10}	изо-C_5H_{12}	н-C_5H_{12}
Кленовская нефть								
До C_4	1,80	43,3	12,4	8,5	21,2	14,6	—	—
До C_5	2,54	30,5	8,7	6,0	15,1	10,3	23,7	5,7
Бахметьевская нефть $Б_1$								
До C_4	0,41	0	1,7	21,6	47,7	29,0	—	—
До C_5	0,75	0	0,9	11,7	26,0	15,8	3,0	42,6
Жирновская нефть $Б_1$								
До C_4	0,53	0	5,5	15,9	30,3	49,0	—	—
До C_5	1,14	0	2,6	7,2	14,2	24,0	21,8	30,2
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта								
До C_4	2,35	15,8	4,6	26,4	37,3	15,9	—	—
До C_5	2,94	12,5	3,7	21,0	29,7	12,7	12,9	7,5
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса								
До C_4	0,40	4,0	4,4	8,9	21,2	61,5	—	—
До C_5	0,70	2,0	2,3	4,6	11,0	31,8	18,0	30,3

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Коробковская нефть бобриковского горизонта								
До C_4	1,10	0	2,3	19,6	21,0	57,1	—	—
До C_5	2,40	0	1,0	9,0	9,6	26,0	23,4	31,0
Новокоробковская нефть								
До C_4	1,57	0	9,9	34,2	14,4	41,5	—	—
До C_5	2,05	0	7,6	26,3	11,1	31,9	13,9	9,2
Антиповско-балыклейская нефть								
До C_4	0,84	0	6,0	24,8	16,8	52,4	—	—
До C_5	1,85	0	2,6	10,9	7,3	23,4	24,2	31,6
Кудиновская нефть пашийского горизонта								
До C_4	1,53	9,5	13,9	31,4	31,9	13,3	—	—
До C_5	1,99	7,9	11,7	26,2	26,6	11,2	6,2	10,2
Кудиновская нефть воробьевского горизонта								
До C_4	0,81	0	4,3	23,6	13,1	59,0	—	—
До C_5	2,01	0	1,7	9,5	5,2	23,7	19,8	40,1
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта								
До C_4	1,08	0	0	14,9	66,8	18,3	—	—
До C_5	1,47	0	0	11,0	49,2	13,5	10,7	15,6
Шляховская нефть воробьевского горизонта								
До C_4	1,32	0	0	4,6	78,3	17,1	—	—
До C_5	1,69	0	0	3,6	61,3	13,4	7,4	14,3

149. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °C	Кленовская	Бахметьевская $Б_1$	Бахметьевская бобриковского горизонта	Бахметьевская турнейского яруса	Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	Бахметьевская воронежского горизонта	Жирновская верхнебашкирского подъяруса	Жирновская нижнебашкирского подъяруса	Жирновская $Б_1$	Жирновская евлановско-ливенского горизонта	Жирновская семилукского горизонта	Коробковская верхнебашкирского подъяруса	Коробковская бобриковского горизонта
28 (газ до C_4)	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	2,3	—	0,4	1,1
60	2,9	0,6	—	—	2,3	2,1	—	—	—	4,8	0,4	1,3	3,1
62	3,2	0,8	—	—	2,8	2,3	—	—	—	5,2	0,6	1,4	3,4
70	3,7	0,9	—	—	4,4	3,8	—	—	—	6,4	1,0	2,3	4,4
80	4,2	1,3	—	—	6,8	5,2	—	—	—	8,2	1,7	3,4	5,8
85	4,8	1,5	—	—	7,9	6,2	—	—	0,4	9,2	2,0	4,1	6,3
90	5,6	1,8	—	0,4	8,4	7,2	—	—	0,8	10,3	2,2	5,2	7,5
95	6,5	1,9	0,4	0,6	9,9	8,2	—	—	1,2	11,9	2,7	5,4	8,6

Отгоняется до температуры, °С	Кленовская	Бахметьевская Б1	Бахметьевская бобриковского горизонта	Бахметьевская турнейского яруса	Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	Бахметьевская воронежского горизонта	Жирновская верхнебашкирского подъяруса	Жирновская нижнебашкирского подъяруса	Жирновская Б1	Жирновская евлановско-ливенского горизонта	Жирновская семилукского горизонта	Коробковская верхнебашкирского подъяруса	Коробковская бобриковского горизонта
100	7,1	2,2	0,8	1,2	11,4	9,2	0,7	—	1,5	13,5	3,2	6,4	9,9
105	8,0	2,4	1,3	1,6	12,9	10,4	0,9	—	2,0	15,6	3,6	7,2	11,2
110	9,0	2,8	1,8	2,0	14,2	11,4	1,1	—	2,4	17,6	4,2	8,0	12,4
120	10,9	3,4	2,9	2,3	17,2	14,0	1,5	—	3,4	20,1	5,1	9,8	15,1
122	11,6	3,6	3,0	2,4	13,3	14,7	1,7	—	3,8	20,8	5,7	10,2	15,4
130	12,7	4,2	4,0	2,6	19,2	16,1	2,0	—	4,8	23,8	7,4	11,6	17,2
140	14,4	5,1	5,2	3,2	21,8	18,4	2,5	—	6,2	26,7	9,6	13,8	19,8
145	15,8	5,6	5,8	3,3	23,0	19,6	2,6	—	7,0	28,4	10,9	14,6	21,9
150	17,2	6,0	6,5	3,6	24,3	20,4	2,8	1,6	7,6	30,3	12,2	15,6	22,1
160	18,6	7,5	8,0	4,2	26,2	23,2	3,1	2,5	9,2	32,4	15,0	17,6	24,2
170	22,3	8,9	9,5	4,9	28,2	25,2	5,0	3,5	11,2	35,1	17,6	19,0	26,2
180	25,1	10,4	11,0	5,8	30,5	27,5	6,6	4,6	13,0	38,4	20,2	21,9	28,3
190	27,0	12,3	14,0	6,4	32,7	29,8	7,6	6,0	15,1	41,6	22,8	24,0	30,3
200	28,7	14,0	15,0	7,5	34,9	32,9	8,7	7,2	16,8	44,3	25,4	26,4	32,3
210	32,4	16,2	17,6	9,0	37,4	34,5	11,0	8,8	19,0	47,4	28,0	28,6	34,6
220	35,6	18,4	20,0	10,5	39,8	36,4	13,7	10,4	21,0	50,8	30,8	30,8	36,7
230	38,6	20,6	22,2	12,6	42,0	39,1	15,5	11,8	23,4	53,8	33,8	33,5	39,1
240	40,1	23,8	24,6	15,4	43,2	41,3	17,5	12,6	25,7	56,5	36,9	36,6	41,1
250	41,6	25,0	26,8	17,3	46,3	42,3	20,2	15,8	28,4	58,6	39,1	37,8	43,3
260	43,0	27,3	29,2	19,2	48,0	45,3	22,8	18,0	30,6	60,8	42,6	40,0	45,4
270	44,8	29,6	31,6	21,4	49,9	47,2	25,0	21,1	32,8	62,9	46,2	42,1	47,3
280	47,0	32,0	34,0	23,6	51,9	49,2	27,3	22,0	35,0	65,1	49,6	44,2	49,1
290	49,2	34,0	36,4	25,7	53,8	51,2	30,6	24,4	37,3	66,8	52,8	46,2	51,1
300	50,9	36,0	39,0	28,3	55,9	52,7	33,4	27,3	39,7	68,4	56,8	48,2	53,1
310	53,1	38,5	41,2	30,8	57,5	55,1	36,4	29,6	41,9	71,7	60,2	50,3	55,5
320	56,8	40,2	43,4	33,8	59,0	57,2	39,3	31,9	44,0	73,1	63,4	52,4	57,5
330	59,2	42,4	45,8	36,4	60,6	59,1	42,4	34,0	46,2	74,9	66,2	54,2	59,2
340	60,9	44,7	48,2	39,2	62,0	61,0	46,2	36,7	48,4	76,5	68,8	56,0	61,1
350	63,3	47,0	50,8	42,5	62,8	62,4	48,4	38,4	51,0	78,4	71,2	57,8	63,1
360	64,0	49,1	53,0	44,6	64,6	64,6	50,9	39,2	53,4	79,8	73,6	59,4	64,8
370	65,8	51,2	55,6	47,0	66,0	66,6	53,8	43,2	55,6	81,4	75,8	61,0	66,4
380	67,2	53,5	58,2	49,4	67,6	69,0	56,5	46,5	58,0	83,0	77,8	62,6	68,1
390	68,2	55,6	61,2	51,6	68,8	71,0	59,0	49,6	60,0	84,4	79,8	63,7	69,7
400	69,3	57,8	63,6	53,4	70,4	73,2	61,1	52,7	62,0	85,7	81,3	65,2	70,5
410	71,4	59,8	66,2	56,4	72,0	74,6	64,0	55,2	64,0	87,2	83,5	66,6	72,4
420	73,4	62,0	68,3	59,2	73,3	76,0	66,8	58,1	65,5	88,4	85,1	67,8	73,1
430	74,7	64,0	71,4	61,6	75,1	76,9	69,8	60,0	67,4	89,6	—	69,0	75,0
440	76,1	66,1	74,0	64,0	76,8	78,1	73,1	61,7	69,2	91,0	—	70,0	76,0
450	77,4	68,2	77,3	66,4	78,3	79,3	75,5	63,2	70,5	92,2	—	71,0	77,5
460	78,8	70,2	80,4	68,5	79,6	80,4	—	65,3	71,5	—	—	72,0	78,1
470	80,2	72,5	83,4	70,5	80,9	81,4	—	—	73,3	—	—	73,0	79,6
480	81,4	74,8	—	72,1	82,0	82,3	—	—	75,3	—	—	74,4	80,3
490	—	—	—	—	—	—	—	—	76,3	—	—	76,0	—
500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	76,5	—

Отгоняется до температуры, °С	Новокоробковская	Антиповско-балыклейская	Кудиновская пашийского горизонта	Кудиновская воробьевского горизонта	Арчединская бобриковского горизонта	Арчединская турнейского яруса	Арчединская задонско-елецкого горизонта	Арчединская евлановско-ливенского горизонта	Шляховская задонско-елецкого горизонта	Шляховская евлановско-ливенского горизонта	Шляховская воробьевского горизонта
До C_4 (газ)	1,6	0,8	1,5	0,8	—	—	—	—	1,1	—	1,3
60	3,8	3,1	3,6	2,9	—	—	2,5	2,3	3,9	2,1	4,4
62	4,0	3,5	4,0	3,2	—	—	2,8	2,5	4,2	2,3	5,0
70	6,2	5,8	5,6	4,3	—	—	4,3	4,0	5,4	3,2	7,7
80	8,8	7,8	6,8	5,2	—	—	6,3	5,6	6,2	4,6	9,2
85	10,2	8,5	7,3	6,1	—	—	7,3	6,5	7,1	5,2	10,0
90	11,4	9,2	7,8	7,0	—	—	8,2	7,5	7,9	6,0	10,8
95	12,5	10,5	9,3	8,2	—	—	8,6	8,3	9,5	6,3	12,9
100	13,6	11,8	10,8	9,5	—	—	10,4	10,8	11,5	7,6	15,1
105	14,8	13,1	12,1	10,2	—	—	11,9	11,6	12,6	8,6	16,0
110	15,6	14,4	13,3	10,8	—	—	13,2	13,2	13,6	9,6	17,4
120	17,4	16,7	15,6	12,3	0,5	—	15,8	16,4	16,1	12,0	19,3
122	18,0	17,1	16,1	12,7	0,6	—	15,9	16,9	17,1	12,6	19,8
130	20,6	19,4	18,0	14,5	0,8	—	18,3	19,4	18,7	14,0	22,2
140	23,0	22,2	20,3	16,4	1,2	—	21,7	21,8	20,6	16,0	24,3
145	24,5	23,0	21,6	17,4	1,3	—	22,3	22,7	21,7	17,0	25,4
150	26,0	24,9	22,7	18,5	1,5	—	22,9	23,6	22,9	18,0	26,6
160	28,0	27,7	25,1	20,2	2,1	—	24,5	26,2	25,0	20,0	28,8
170	30,2	30,4	27,5	22,7	2,8	—	26,4	28,4	27,4	21,7	31,1
180	32,2	33,2	29,9	25,1	3,9	1,6	28,4	30,4	29,3	23,0	33,0
190	34,3	35,7	32,6	27,3	4,8	2,7	30,0	32,4	30,8	25,6	35,0
200	35,9	38,2	34,5	29,6	6,0	3,6	30,7	33,7	32,4	28,9	37,3
210	38,4	41,6	37,2	31,8	7,1	4,8	33,2	36,6	34,0	29,6	38,8
220	40,8	44,1	39,6	34,0	8,3	5,9	34,8	38,8	35,7	31,6	40,3
230	43,0	47,3	42,0	35,8	10,8	7,6	36,3	40,8	37,9	33,3	42,3
240	45,4	48,7	44,0	37,4	13,0	9,4	36,9	43,8	40,2	33,7	44,3
250	46,0	50,2	46,2	39,8	15,5	12,0	40,5	44,2	41,4	37,7	46,3
260	49,4	51,8	48,5	42,5	18,4	14,4	41,7	46,3	43,6	38,8	48,4
270	51,4	53,4	50,8	44,8	21,6	16,4	43,6	48,0	45,5	40,7	50,4
280	53,4	55,0	52,9	46,6	25,1	19,5	45,4	50,0	47,4	42,7	52,3
290	55,2	56,6	55,3	48,8	27,4	22,4	47,3	51,8	49,3	44,6	54,2
300	57,5	58,4	57,9	50,6	30,0	25,5	49,7	53,4	51,4	47,5	56,0
310	59,2	60,0	60,0	52,8	32,4	28,5	51,1	55,6	53,2	48,4	57,7
320	60,8	61,5	62,0	54,7	34,8	31,6	53,0	57,6	55,1	50,2	59,4
330	62,4	63,3	63,8	57,3	37,2	35,0	54,9	59,4	56,1	51,8	60,2
340	63,6	65,0	64,7	59,9	39,8	38,0	56,7	61,2	57,5	53,2	62,1
350	65,2	66,7	66,2	62,8	40,8	40,5	58,9	63,4	59,2	53,9	63,8
360	66,4	68,4	67,6	64,5	44,7	43,6	60,4	64,8	60,5	56,5	65,6
370	68,0	70,0	70,8	66,8	47,2	46,4	62,0	66,6	62,0	58,1	66,3
380	69,2	71,4	72,7	69,8	49,0	49,5	63,6	68,4	63,8	59,6	69,1
390	70,6	72,8	74,3	70,8	50,0	51,6	65,1	70,2	65,1	61,4	70,6
400	72,3	74,4	77,2	72,4	53,5	54,5	66,4	72,4	67,7	63,3	72,1
410	73,6	75,8	78,2	74,8	56,5	57,0	68,4	73,6	68,9	63,9	73,9
420	75,1	77,2	79,9	75,9	58,5	59,5	70,1	73,9	70,1	64,8	75,8
430	76,6	78,8	81,7	77,4	61,0	61,8	71,5	76,6	71,3	68,4	77,2
440	78,2	80,0	83,4	79,1	63,2	64,0	72,8	78,4	72,9	70,0	78,6
450	80,2	81,1	84,8	80,8	65,9	66,4	73,5	79,7	73,8	71,3	80,2
460	81,0	82,6	86,2	82,7	67,8	68,4	75,5	—	74,9	72,1	81,6
470	82,0	84,0	87,1	—	69,4	70,3	76,9	—	75,9	72,9	83,2
480	83,0	85,1	88,2	—	—	72,4	77,9	—	76,9	73,8	84,3
490	—	—	—	—	—	73,8	—	—	—	—	—
500	—	—	—	—	—	75,4	—	—	—	—	—

159. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °C

Температура, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 г ТЭС на 1 кг	с 2,7 г ТЭС на 1 кг
Кленовская нефть										
28—120	9,1	0,7120	53	74	93	109	0,05	68,0	78,0	86,2
28—130	10,9	0,7184	55	79	99	117	—	66,0	76,2	85,0
28—140	12,6	0,7247	57	85	105	125	—	64,0	74,8	83,8
28—150	15,4	0,7300	60	90	112	134	0,06	62,0	73,1	82,2
28—160	16,8	0,7336	61	93	120	152	—	60,0	70,0	79,4
28—170	20,5	0,7415	62	99	127	169	—	58,0	67,3	77,2
28—180	23,3	0,7450	63	103	132	181	0,07	56,3	65,0	75,8
28—190	25,2	0,7492	65	106	138	188	—	54,0	63,2	74,5
28—200	26,9	0,7530	67	110	144	197	0,08	51,3	61,1	73,9
Бахметьевская нефть $Б_1$										
н. к.—120	4,5	0,7095	46	66	102	122	0,03	78,0	84,2	91,0
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта										
н. к.—120	2,9	0,7273	—	—	—	—	0,061	—	—	—
Бахметьевская нефть турнейского яруса										
н. к.—120	2,3	0,7386	—	—	—	—	0,068	—	—	—
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта										
н. к.—120	17,2	0,7060	56	71	91	112	0,040	61,0	—	—
Бахметьевская нефть воронежского горизонта										
н. к.—120	14,0	0,7099	59	77	93	113	0,022	—	—	—
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса										
90—200	8,7	0,7923	108	132	176	206	0,08	—	—	—
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса										
135—200	7,2	0,8050	139	161	195	208	0,10	—	—	—
Жирновская нефть $А_2$										
н. к.—120	2,8	0,7853	—	—	—	—	0,07	—	—	—
Жирновская нефть $Б_1$										
н. к.—120	7,5	0,7238	69	97	113	135	0,02	79,0	85,1	91,0
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта										
28—120	17,8	0,7087	48	72	90	107	0,07	58,6	66,2	75,0
28—130	21,5	0,7140	53	77	93	119	—	56,0	63,2	73,0
28—140	24,4	0,7196	58	81	98	131	—	54,0	61,0	71,5
28—150	28,0	0,7236	63	86	101	145	0,08	52,0	59,0	67,8
28—160	30,1	0,7275	64	88	109	157	—	50,5	58,0	67,4
28—170	32,8	0,7315	65	90	117	169	0,09	49,2	57,0	67,2
28—180	36,1	0,7368	66	91	125	181	0,10	48,3	56,0	67,0
28—190	39,3	0,7405	68	95	132	190	—	46,0	54,0	64,5
28—200	42,0	0,7426	70	98	137	197	0,11	44,0	52,0	62,0
Жирновская нефть семилукского горизонта										
н. к.—120	5,1	0,7192	64	82	101	114	0,02	61,0	—	—

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 ТЭС на 1 *кг*
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)										
н. к.—85	4,1	0,6920	52	61	74	80	0	67,6	—	88,4
н. к.—100	6,4	0,7013	57	67	82	90	—	66,0	—	87,0
н. к.—110	8,0	0,7106	62	73	89	101	—	64,0	—	85,8
н. к.—120	9,8	0,7199	67	79	96	112	0,01	62,7	—	84,6
н. к.—130	11,6	0,7256	70	84	102	120	—	61,0	—	—
н. к.—140	13,8	0,7311	72	89	108	129	—	60,0	—	—
н. к.—150	15,6	0,7369	75	94	113	138	0,03	58,8	—	—
н. к.—160	17,6	0,7400	76	95	118	145	—	57,0	—	—
н. к.—170	19,0	0,7431	77	97	122	152	—	55,0	—	—
н. к.—180	21,9	0,7462	78	99	127	158	—	53,0	—	—
н. к.—190	24,0	0,7493	79	101	131	164	—	51,0	—	—
н. к.—200	26,4	0,7526	80	103	135	170	0,06	48,6	—	—
85—120	5,7	0,7357	98	101	106	116	0,03	59,8	—	—
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)										
н. к.—85	5,2	0,6784	48	54	64	78	0,01	68,0	77,4	85,7
н. к.—120	14,0	0,7172	60	74	91	105	0,02	60,8	72,0	81,7
н. к.—150	21,0	0,7344	66	87	111	135	0,03	55,4	64,5	75,4
н. к.—200	31,2	0,7451	72	94	126	160	0,04	47,0	58,5	72,6
Новокоробковская нефть										
28—120	15,8	0,7131	55	73	92	113	Следы	60,0	—	—
Антиповско-балыклейская нефть										
28—120	15,9	0,7079	48	67	88	108	0,08	63,3	—	—
Кудиновская нефть пашийского горизонта										
н. к.—120	14,1	0,7040	52	69	89	114	0,01	63,6	—	—
н. к.—150	21,2	0,7202	58	79	105	131	0,01	58,6	—	—
н. к.—180	28,4	0,7336	63	85	121	157	—	54,0	—	—
н. к.—200	33,0	0,7421	65	91	135	178	0,015	50,0	—	—
Кудиновская нефть воробьевского горизонта										
28—120	11,5	0,7098	60	76	93	116	0	54,8	—	—
28—150	17,7	0,7257	69	87	114	144	Следы	46,6	—	—
28—180	24,3	0,7405	73	92	129	172	0,01	41,8	—	—
28—200	28,8	0,7487	75	95	140	187	0,01	37,5	—	—
Арчединская нефть бобриковского горизонта										
н. к.—200	6,0	0,8040	150	158	172	188	0,09	58,8	69,0	79,5
Арчединская нефть турнейского яруса										
н. к.—200	3,6	0,8030	103	117	139	172	0,07	—	—	—
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта										
н. к.—120	15,8	0,7116	57	72	89	106	0,01	71,0	79,2	87,0
н. к.—200	30,7	0,7394	64	86	123	172	0,015	54,4	67,2	80,3

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 г ТЭС на 1 кг	с 2,7г ТЭС на 1 кг
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта										
н. к.—120	16,4	0,7101	63	74	88	105	0,01	70,0	78,1	85,2
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта										
28—120	15,0	0,7072	53	68	87	117	0,01	71,0	—	—
28—150	21,8	0,7246	56	79	98	130	—	—	—	—
28—180	28,2	0,7298	59	85	109	137	—	59,3	—	—
28—200	31,3	0,7447	72	90	121	173	0,013	57,0	—	—
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта										
28—120	12,0	0,7046	54	66	86	115	0,006	67,5	—	—
28—150	18,0	0,7217	60	77	106	143	—	—	—	—
28—180	23,0	0,7316	64	85	115	159	—	—	—	—
28—200	28,9	0,7410	67	86	123	178	0,01	54,5	—	
Шляховская нефть воробьевского горизонта										
28—120	18,0	0,6850	44	67	81	100	0,01	60,1	—	—
28—150	25,3	0,6955	48	68	89	108	—	54,0	—	—
28—180	31,7	0,7075	59	72	100	139	—	50,0	—	—
28—200	36,0	0,7277	67	84	123	173	0 02	46,0	—	—

151. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °C

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %: ароматических	нафтеновых	парафиновых
Кленовская нефть						
н. к.—60	1,1	0,6546	1,3819	0,4	7	92,6
60—95	3,6	0,7100	1,3990	1	40	59
95—122	5,1	0,7543	1,4121	2	58	40
122—150	5,6	0,7614	1,4230	3	62	35
150—200	11,5	0,7903	1,4461	12	48	40
н. к.—200	26,9	0,7530	1,4253	6	42	52
Бахметьевская нефть Б$_1$ (скважина № 25)						
н. к.—60	0,6	0,6682	—	—	—	100
60—95	1,3	0,7143	—	—	25	75
95—122	1,7	0,7514	—	1	40	59
122—150	2,4	0,7743	—	1	53	46
150—200	8,0	0,7998	—	5	60	35
н. к.—200	14,0	0,7707	—	3	51	46
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта						
60—95	0,4	0,7246	—	—	10	90
95—122	2,6	0,7501	—	1	14	85
122—150	3,5	0,7706	—	1	23	76
150—200	8,5	0,8019	—	5	53	42
60—200	15,0	0,7835	—	4	40	56

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Бахметьевская нефть турнейского яруса						
180—200	3,0	0,8132	—	1	68	31
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта						
н. к.—60	2,3	0,6420	—	—	—	100
60—95	7,6	0,7027	—	3	38	59
95—122	7,4	0,7346	—	3	45	52
122—150	7,0	0,7526	—	8	35	57
150—200	10,6	0,7805	—	17	49	34
н. к.—200	34,9	0,7390	—	8	40	52
Бахметьевская нефть воронежского горизонта						
н. к.—60	2,1	0,6553	—	—	—	100
60—95	6,1	0,7094	—	1	44	55
95—122	6,5	0,7369	—	2	44	54
122—150	5,7	0,7561	—	8	33	59
150—200	12,5	0,7850	—	16	35	49
н. к.—200	32,9	0,7590	—	8	36	56
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса						
95—122	1,7	0,7483	1,4154	4	66	30
122—150	1,1	0,7819	1,4318	4	77	19
150—200	5,9	0,8065	1,4438	5	76	19
95—200	8,7	0,7923	1,4380	4	71	25
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса						
135—150	1,6	0,7663	1,4235	4	46	50
150—200	5,6	0,8151	1,4489	4	84	12
135—200	7,2	0,8050	1,4433	4	75	21
Жирновская нефть $Б_1$ (скважина № 104)						
н. к.—95	1,2	0,6870	—	1	14	85
95—122	2,6	0,7396	—	1	34	65
122—150	3,8	0,7613	—	2	46	52
150—200	9,2	0,7885	—	6	62	32
н. к.—200	16,8	0,7750	—	4	51	45
Жирновская нефть бобриковского горизонта						
н. к.—200	14,4	0,7738	—	3	57	40
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта						
н. к.—60	2,5	0,6458	—	0,1	1	98,9
60—95	7,1	0,7071	—	4	43	53
95—122	8,9	0,7392	—	6	47	47
122—150	9,5	0,7604	—	14	42	44
150—200	14,0	0,7855	—	19	33	48
н. к.—200	42,0	0,7481	—	11	39	50

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Жирновская нефть семилукского горизонта						
н. к.—60	0,4	0,6836	—	—	—	100
60—95	2,3	0,7178	—	5	37	58
95—122	3,0	0,7395	—	7	37	56
122—150	6,5	0,7573	—	14	28	58
150—200	13,2	0,7782	—	19	36	45
н. к.—200	25,4	0,7565	—	14	33	53
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)						
н. к.—60	1,3	0,6750	—	—	32	68
60—95	3,7	0,7155	—	4	44	52
95—122	4,8	0,7392	—	8	41	51
122—150	5,8	0,7586	—	12	37	51
150—200	10,8	0,7780	—	21	32	47
н. к.—200	26,4	0,7526	—	13	36	51
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)						
н. к.—60	2,0	0,6633	—	—	—	100
60—95	5,6	0,7008	—	3	38	59
95—122	6,4	0,7369	—	8	38	54
122—150	7,0	0,7490	—	9	39	52
150—200	10,2	0,7719	—	16	40	44
н. к.—200	31,2	0,7451	—	9	37	54
Новокоробковская нефть						
н. к.—60	2,2	0,6870	—	—	—	100
60—95	8,7	0,7247	—	2	45	53
95—122	5,5	0,7477	—	6	46	48
122—150	8,0	0,7605	—	12	39	49
150—200	9,9	0,7853	—	17	47	36
н. к.—200	34,3	0,7633	—	9	43	48
Антиповско-балыклейская нефть						
н. к.—60	2,3	0,6670	1,3728	1	12	87
60—95	7,4	0,7012	1,3961	3	39	58
95—122	6,6	0,7378	1,4120	6	46	48
122—150	7,8	0,7582	1,4234	12	41	47
150—200	13,3	0,7832	1,4369	15	38	47
н. к.—200	37,4	0,7460	1,4130	10	42	48
Кудиновская нефть пашийского горизонта						
н. к.—60	2,1	0,6440	1,3896	—	—	100
60—95	5,7	0,7047	1,3990	3	42	55
95—122	5,8	0,7385	1,4132	8	42	50
122—150	7,6	0,7579	1,4221	13	43	44
150—200	11,8	0,7796	1,4383	17	48	35
н. к.—200	33,0	0,7420	1,4155	11	38	51

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Кудиновская нефть воробьевского горизонта						
н. к.—60	2,1	0,6563	1,3739	—	5	95
60—95	5,3	0,7068	1,3971	6	36	58
95—122	4,5	0,7382	1,4125	9	34	57
122—150	5,8	0,7605	1,4254	17	22	61
150—200	11,1	0,7805	1,4374	19	28	53
н. к.—200	28,8	0,7487	1,4248	13	28	59
Арчединская нефть бобриковского горизонта						
н. к.—200	6,0	0,8040	—	2	70	28
Арчединская нефть турнейского яруса						
н. к—200	3,6	0,7606	—	2	76	22
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта						
н. к.—60	2,5	0,6490	—	—	—	100
60—95	6,1	0,7094	—	1	44	55
95—122	7,3	0,7383	—	1	51	48
122—150	7,0	0,7566	—	5	43	52
150—200	7,8	0,7832	—	8	62	30
н. к.—200	30,7	0,7394	—	2	60	38
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта						
н. к.—60	2,3	0,6500	—	—	—	100
60—95	6,0	0,7093	—	2	41	57
95—122	8,6	0,7391	—	3	45	52
122—150	6,7	0,7609	—	8	37	55
150—200	10,1	0,7901	—	19	46	35
н. к.—200	33,7	0,7493	—	8	40	52
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта						
н. к.—60	2,8	0,6820	1,3692	—	—	100
60—95	5,6	0,7205	1,4002	1	49	50
95—122	7,6	0,7419	1,4093	1	49	50
122—150	5,8	0,7578	1,4210	6	46	48
150—200	9,5	0,7860	1,4390	14	67	19
н. к.—200	31,3	0,7426	1,4212	6	46	48
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта						
н. к.—60	2,1	0,6550	—	—	—	100
60—95	4,2	0,7065	—	—	46	54
95—122	6,3	0,7352	—	3	51	46
122—150	5,4	0,7582	—	7	41	52
150—200	10,9	0,7826	—	12	59	29
н. к.—200	28,9	0,7410	—	6	44	50
Шляховская нефть воробьевского горизонта						
н. к.—60	3,1	0,6330	1,3655	—	—	100
60—95	8,5	0,6901	1,3902	2	31	67
95—122	6,9	0,7284	1,4070	8	33	59
122—150	6,8	0,7497	1,4210	18	20	62
150—200	10,7	0,7695	1,4380	20	25	55
н. к.—200	36,0	0,7244	1,4121	10	24	66

152. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—150 °C

Углеводород	Выход, вес. %, на фракцию	Выход, вес. %, на нефть
Кленовская нефть		
Этилбензол	0,0	0,0
п-Ксилол	0,6	0,034
м-Ксилол	1,0	0,056
о-Ксилол	1,4	0,078
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса		
Этилбензол	0,1	0,002
п-Ксилол	0,2	0,003
м-Ксилол	0,6	0,010
о-Ксилол	0,1	0,002
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта		
Этилбензол	0,0	0,0
п-Ксилол	1,8	0,171
м-Ксилол	5,5	0,522
о-Ксилол	5,5	0,522
Антиповско-балыклейская нефть		
Этилбензол	0,0	0,0
п-Ксилол	1,2	0,094
м-Ксилол	4,4	0,343
о-Ксилол	4,3	0,335
Кудиновская нефть воробьевского горизонта		
Этилбензол	0,3	0,017
п-Ксилол	1,9	0,110
м-Ксилол	5,7	0,331
о-Ксилол	7,0	0,406
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта		
Этилбензол	0,5	0,029
п-Ксилол	0,9	0,052
м-Ксилол	3,0	0,174
о-Ксилол	1,7	0,099

153. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %: ароматических	нафтеновых	парафиновых
Кленовская нефть						
62—85	1,6	0,7058	0,01	1	40	59
62—105	4,8	0,7170	—	1	39	60
85—105	3,2	0,7230	0,03	1	39	60
85—120	6,1	0,7314	—	1	38	61
85—180	20,3	0,7570	—	7	42	51
105—120	2,9	0,7380	0,05	2	37	61
105—140	6,4	0,7460	—	2	40	58
120—140	3,5	0,7519	0,06	3	42	55
140—180	10,7	0,7742	0,09	11	45	44

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Бахметьевская нефть $Б_1$*						
62—85	0,7	0,705	—	—	24	76
62—105	1,6	0,721	—	—	28	72
85—120	2,0	0,745	—	—	37	63
85—180	9,1	0,774	—	1,5	43	55,5
105—120	1,1	0,752	—	1	41	58
105—140	2,7	0,760	—	1	43	56
120—140	1,6	0,764	—	1	48	51
140—180	5,5	0,786	—	3	47	50
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта						
85—120	2,9	0,742	—	1	14	85
85—180	11,0	0,772	—	2	29	69
105—120	1,6	0,752	—	1	15	84
105—140	3,9	0,760	—	1	18	81
120—140	2,3	0,765	—	1	21	78
140—180	5,8	0,789	—	3	39	58
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта						
62—85	5,1	0,696	0,01	2	36	62
62—105	10,1	0,706	—	3	39	58
85—105	5,0	0,717	0,03	3	41	56
85—120	9,3	0,727	—	3	42	55
85—180	22,6	0 747	—	8	40	52
105—120	4,3	0,736	0,06	3	45	52
105—140	8,9	0,743	—	5	41	54
120—140	4,6	0,749	0,06	6	38	56
140—180	7,7	0,769	0,07	14	43	43
Бахметьевская нефть воронежского горизонта						
62—85	3,9	0,705	0,01	1	40	59
62—105	8,1	0,715	—	1	42	57
85—105	4,2	0,723	0,03	1	44	55
85—120	7,8	0,730	—	1	44	55
85—180	21,3	0,753	0,06	10	38	52
105—120	3,6	0,739	—	2	44	54
105—140	8,0	0,747	—	5	39	56
120—140	4,4	0,752	0,04	6	35	59
140—180	9,1	0,774	0,07	12	34	54
Жирновская нефть тульского $Б_1$ горизонта (скважина № 104)						
85—105	1,6	0,713	—	1	22	77
85—120	3,0	0,728	—	1	28	71
85—180	12,6	0,763	—	3	46	51
105—120	1,4	0,743	—	1	35	64
105—140	4,2	0,753	—	1	41	58
120—140	2,8	0,757	—	2	43	55
140—180	6,8	0,778	—	4	56	40

* Содержание серы во фракциях не превышает 0,05%.

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта						
62—85	4,0	0,695	0,03	1	36	63
62—105	10,4	0,716	—	3	38	59
85—105	6,4	0,730	—	5	39	56
85—120	10,9	0,736	0,09	5	39	56
85—180	29,2	0,758	—	11	35	54
105—120	4,5	0,745	—	6	40	54
105—140	11,1	0,751	—	9	36	55
120—140	6,6	0,757	0,10	10	34	56
140—180	11,7	0,777	0,13	18	31	51
Жирновская нефть семилукского горизонта*						
62—85	1,4	0,714	—	5	37	58
62—105	3,0	0,722	—	6	37	57
85—105	1,6	0,729	—	6	37	57
85—120	3,1	0,735	—	6	37	57
85—180	18,2	0,759	—	14	32	54
105—120	1,5	0,741	—	7	37	56
105—140	6,0	0,746	—	10	33	57
120—140	4,5	0,752	—	11	31	58
140—180	10,6	0,769	—	17	32	51
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)						
62—85	2,7	0,708	—	3	40	57
62—105	5,8	0,725	—	5	44	51
85—120	5,7	0,736	—	7	42	51
85—180	17,8	0,768	—	12	38	50
105—120	2,6	0,752	—	8	42	50
105—140	6,6	0,761	—	10	39	51
120—140	4,0	0,765	—	11	39	50
140—180	8,1	0,780	0,05	18	34	48
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)						
62—85	4,8	0,690	—	—	35	65
62—105	9,0	0,706	—	4	38	58
85—120	7,6	0,730	—	7,5	37,5	55
85—180	21,5	0,748	—	9	38	53
105—120	3,4	0,738	—	8,5	38	53,5
105—140	8,6	0,745	—	9	38	53
120—140	5,2	0,749	—	9	38	53
140—180	8,7	0,763	0,05	17,5	33	49,5
Новокоробковская нефть*						
62—85	6,2	0,722	—	1	45	54
62—105	10,8	0,734	—	4	46	50
85—120	7,2	0,744	—	5	46	49

* Содержание серы во фракциях не превышает 0,05%.

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
85—180	22,0	0,761	—	10	44	46
105—120	2,6	0,750	—	7	45	48
105—140	8,2	0,756	—	9	42	49
120—140	5,6	0,758	—	10	41	49
140—180	9,2	0,775	—	15	44	41
Антиповско-балыклейская нефть*						
62—85	5,0	0,696	—	2	38	60
62—105	9,6	0,709	—	3	40	57
85—105	4,6	0,723	—	5	43	52
85—120	8,2	0,731	—	6	44	50
85—180	24,7	0,755	—	10	47	43
105—120	3,6	0,742	—	7	45	48
105—140	9,1	0,750	—	9	41	50
120—140	5,5	0,754	—	10	42	48
140—180	11,0	0,775	—	14	52	34
Кудиновская нефть пашийского горизонта						
62—85	3,3	0,694	—	2	41	57
62—105	8,1	0,718	0,005	3	44	53
85—105	4,8	0,725	—	5	44	51
85—120	8,3	0,733	—	6	44	50
85—180	22,6	0,756	—	10	47	43
105—120	3,5	0,743	—	8	43	49
105—140	8,2	0,747	0,006	9	38	53
120—140	4,7	0,749	—	11	39	50
140—180	9,6	0,779	0,007	13	54	33
Кудиновская нефть воробьевского горизонта						
62—85	2,9	0,704	0,01	5	37	58
62—105	7,0	0,719	—	7	36	57
85—105	4,1	0,729	0,02	8	35	57
85—120	6,2	0,736	—	9	35	56
85—180	12,0	0,758	—	14	28	58
105—120	2,1	0,744	0,02	10	34	56
105—140	6,2	0,751	—	12	28	60
120—140	4,1	0,756	0,02	15	25	60
140—180	8,7	0,774	0,03	18	25	57
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта*						
62—85	4,5	0,707	—	1	43	56
62—105	9,1	0,716	—	1	45	54
85—105	4,6	0,725	—	1	48	51
85—120	8,5	0,733	—	1	48	51
85—180	21,1	0,753	—	4	50	46
105—120	3,9	0,743	—	2	49	49
105—140	9,8	0,751	—	3	46	51
120—140	5,9	0,756	—	4	44	52
140—180	6,7	0,776	—	7	57	36

* Содержание серы во фракциях не превышает 0,05%.

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта*						
62—85	4,0	0,705	—	2	40	58
62—105	8,3	0,715	—	2	42	56
85—105	4,3	0,724	—	2	44	54
85—120	9,9	0,735	—	3	44	53
85—180	23,9	0,755	—	7	42	51
105—120	4,8	0,744	—	4	44	52
105—140	10,2	0,751	—	6	41	53
120—140	5,4	0,757	—	7	39	54
140—180	8,6	0,778	—	13	42	45
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта						
62—85	2,9	0,711	Следы	1	49	50
62—105	8,4	0,725	—	1	49	50
85—105	5,5	0,733	—	1	49	50
85—120	9,0	0,738	—	1	49	50
85—180	22,2	0,756	0,008	6	52	42
105—120	3,5	0,746	—	2	48	50
105—140	8,0	0,752	0,01	4	47	49
120—140	4,5	0,755	—	5	47	48
140—180	8,7	0,775	0,01	11	58	31
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта						
62—85	2,9	0,698	Следы	0	45	55
62—105	6,3	0,712	—	0	47	53
85—105	3,4	0,722	—	0	48	52
85—120	6,8	0,730	—	2	49	49
85—180	17,8	0,752	—	6	48	46
105—120	3,4	0,739	—	4	50	46
105—140	7,4	0,747	Следы	5	46	49
120—140	4,0	0,753	—	6	43	51
140—180	7,0	0,772	0,01	10	50	40
Шляховская нефть воробьевского горизонта						
62—85	5,0	0,681	Следы	1	30	69
62—105	11,0	0,699	—	4	31	65
85—105	6,0	0,714	—	5	32	63
85—120	9,3	0,721	—	6	31	63
85—180	23,0	0,743	0,02	14	26	60
105—120	3,3	0,734	0,008	10	30	60
105—140	8,3	0,742	—	14	24	62
120—140	5,0	0,746	—	16	22	62
140—180	8,7	0,764	0,02	20	23	57

* Содержание серы во фракциях не превышает 0,05%.

154. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н.к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	Температура, °С: начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %: общей	меркаптановой	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* дистиллята
Кленовская	120—240	29,2	0,7898	142	154	186	224	249	1,48	—61	29	10 353	8	0,14	0,0310	4,10
Бахметьевская верхнебашкирского подъяруса	120—240	21,8	0,8175	130	171	210	243	258	2,22	<—61	30	10 268	7	0,16	0,0053	3,20
Бахметьевская нижнебашкирского подъяруса	120—240	15,2	0,8099	142	165	193	229	248	1,79	<—60	35	10 373	5	0,11	0,0032	—
Бахметьевская намюрского яруса	120—240	9,0	0,8300	189	194	210	227	235	2,49	То же	61	10 221	6	0,13	0,0018	0,80
Бахметьевская $А_2$	120—240	16,6	0,8310	160	184	221	266	281	2,58	—61	60	10 239	—	0,10	0,0064	3,00
Бахметьевская $Б_1$	120—240	19,3	0,7989	139	155	186	223	235	1,63	<—61	28	10 316	7	0,04	0,0016	1,61
Бахметьевская бобриковского горизонта	120—240	21,7	0,8014	154	168	194	228	242	1,75	<—60	35	10 306	9	0,13	0,0180	2,55
Бахметьевская турнейского яруса	120—240	13,1	0,8299	144	184	219	242	249	2,38	<—62	28	10 243	5	0,11	0,0015	1,36
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	120—240	26,0	0,7822	140	153	181	222	239	1,35	—60	33	10 360	12	0,09	0,0380	1,44
Бахметьевская воронежского горизонта	120—240	27,3	0,7781	135	153	171	201	217	1,29	<—60	28	10 356	13	0,10	0,0243	1,30
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	120—240	16,0	0,8235	158	190	202	221	235	2,16	<—62	55	10 279	10	0,10	0,0059	2,60
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	135—240	12,6	0,8322	180	191	212	331	238	2,44	То же	60	10 212	7	0,12	0,0027	5,00
Жирновская $А_2$	120—240	9,4	0,8233	188	195	208	223	230	2,27	»	58	10 217	—	0,07	0,0016	4,22
Жирновская $Б_1$	120—240	22,3	0,8014	153	168	196	213	239	1,74	»	36	10 314	8	0,04	0,0023	1,29

Жирновская бобриковского горизонта	120—240	24,3	0,8006	140	160	191	230	243	1,78	—60	28	10 350	8	0,05	0,0012	1,32
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	120—230	33,7	0,7803	138	150	178	240	251	1,33	—60	28	10 363	12	0,13	0,0580	1,80
Жирновская семилукского горизонта	120—240	31,8	0,7789	140	155	182	214	230	1,35	—62	34	10 378	14	0,01	0,0016	2,00
Коробковская верхнебашкирского подъяруса	120—240	21,8	0,7846	148	160	182	215	238	1,41	—56	38	10 282	17	0,07	0,0013	0,53
Коробковская бобриковского горизонта	120—240	26,0	0,7803	130	143	171	214	226	1,29	—62	30	10 343	12	0,03	0,0008	2,20
Коробковская турнейского яруса	120—240	27,9	0,7812	135	147	180	221	232	1,35	—58	32	10 361	—	0,02	0,0030	0,15
Новокоробковская	120—240	28,0	0,7850	135	151	179	226	234	1,35	—58	32	10 346	15	Следы	0	0,34
Антиповско-балыклейская	120—240	32,0	0,7824	134	147	178	228	235	1,36	—55	28	10 357	13	0,01	0	4,8
	120—220	27,4	0,7800	128	140	168	210	224	1,27	—60	24	10 331	11	Следы	0	3,9
	120—230	26,4	0,7842	130	149	176	214	241	1,28	—62	32	10 365	14	0,02	Следы	—
Кудиновская пашийского горизонта	120—220	21,7	0,7809	129	148	176	213	238	1,31	—50	36	10 356	17	Следы	0	0,90
Кудиновская воробьевского горизонта	120—240	21,1	0,7816	138	145	173	211	232	1,37	<—60	33	10 340	8	0,01	0,0016	1,00
Арчединская задонско-елецкого горизонта	120—240	27 4	0,7899	137	148	180	226	236	1,43	То же	31	10 316	14	0,02	0,0016	0,84
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	120—240	24,1	0,7854	135	144	177	218	245	1,25	<—62	30	10 330	10	0,03	0	—
Шляховская задонско-елецкого горизонта	120—240	21,7	0,7822	136	147	174	214	226	1,30	То же	32	10 333	9	0,02	0	—
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	120—240	25,0	0,7707	140	154	179	216	244	1,28	—52	36	10 398	16	0,03	0	0,60
Шляховская воробьевского горизонта																

155. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °C, %	Температура, °C: помутнения	вспышки	Высота некоптящего пламени, мм	Содержание серы, %	Кислотность, мг КОН на 100 мл дистиллята
Кленовская	150—280	29,8	0,8132	172	189	226	277	305	86	—36	44	24	0,14	—
	150—300	33,7	0,8155	173	194	241	301	315	76	—30	46	22	0,17	—
	150—320	39,6	0,8220	174	198	255	323	337	60	—24	48	21	0,19	—
Бахметьевская $Б_1$ (скважина № 25)	150—320	34,0	0,8311	180	200	246	293	—	72	—29	64	20	0,12	2,51
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	150—300	30,6	0,8409	179	192	227	258	270	98	—40	62	20	0,18	4,1
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	150—280	20,4	0,8410	189	201	232	260	272	97	<—50	60	23	0,20	10,5
	150—320	30,3	0,8551	190	209	254	297	312	—	—50	65	21	0,22	—
Жирновская $Б_1$	150—300	32,0	0,8250	183	198	244	302	—	70	—30	56	20	0,10	—
	150—320	36,0	0,8272	186	199	251	310	—	63	—25	65	20	0,11	2,04
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	150—280	34,8	0,8044	169	185	221	277	297	88	—32	34	21	0,10	—
	150—320	42,8	0,8085	173	190	241	309	336	67	—21	40	25	0,12	—
Коробковская верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)	150—280	28,6	0,8005	168	182	216	252	263	—	—	46	—	0,20	—
	150—320	36,8	0,8078	180	187	232	285	300	80	—25	51	20	0,24	4,24
Коробковская бобриковского горизонта (скважина № 12)	150—320	35,0	0,8113	173	182	233	288	—	74	—25	56	20	0,09	2,15
Антиповско-балыклейская	150—300	33,5	0,8050	168	181	221	279	304	85	—33	50	25	0,02	—
Кудиновская пашийского горизонта	150—300	35,2	0,8086	165	185	220	262	285	—	—28	50	24	Следы	1,70
Кудиновская воробьевского горизонта	150—280	28,1	0,8080	183	198	223	257	268	—	—30	67	26	»	—
	150—300	32,1	0,8121	184	202	231	269	295	91	—27	70	26	0,02	—
	150—320	30,2	0,8159	185	207	239	278	311	—	—20	75	26	0,02	1,50
Арчединская бобриковского горизонта	н. к.—300	30,0	0,8328	201	215	250	280	—	80	—	—	—	0,11	—
	200—300	24,0	0,8344	227	235	255	286	—	76	—	—	—	0,11	—
	200—315	27,0	0,8380	229	237	260	300	—	72	—	—	—	0,11	—

Арчединская турнейского яруса	н. к.—270	16,4	0,8223	—	193	230	256	—	97	<—60	45	21	0,10	—
Арчединская задонско-елецкого горизонта	150—320	29,0	0,8207	177	192	242	300	—	50	—22	59	20	0,06	1,45
Шляховская задонско-елецкого горизонта	150—300	28,5	0,8141	—	—	—	—	—	—	—20	—	>20	0,03	—
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	150—300	29,5	0,8082	—	—	—	—	—	—	—22	—	То же	0,04	—
Шляховская воробьевского горизонта	150—300	29,4	0,7935	—	—	—	—	—	—	—18	—	»	0,02	—

156. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С: 10%	50%	90%	96%	ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С: застывания	помутнения	вспышки	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива
Кленовская нефть															
200—350	34,6	55	61,9	241	281	336	350	0,8390	5,98	2,91	—20	—12	92	0,20	7,50
240—350	23,2	58	60,5	280	301	342	352	0,8444	7,69	3,52	—14	—9	123	0,26	7,60
Бахметьевская нефть Б$_1$															
240—350	25,2	55	—	274	292	324	336	0,8516	8,22	3,57	—50	—28	96	0,15	2,96
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта															
200—350	35,8	47	—	238	268	320	331	0,8513	6,75	3,15	<—62	—58	69	0,19	—
240—350	26,2	49	52	271	287	322	333	0,8585	9,11	4 36	—62	—48	114	0,22	1,00
Бахметьевская нефть турнейского яруса															
200—350	35,0	41	—	248	284	330	343	0,8761	9,50	4,30	<—60	—	90	0,28	—
240—350	27,1	43	41,4	282	301	336	345	0,8826	13,81	5,78	То же	—	128	0,32	8,80
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта															
200—350	27,9	54	—	223	262	309	320	0,8289	4,48	2,41	—24	—14	73	0,18	—
240—350	19,6	57	—	267	284	311	321	0,8360	6,28	3,10	—14	—8	108	0,21	—

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки		
Бахметьевская нефть воронежского горизонта															
200—350	29,5	52	—	245	271	328	332	0,8400	6,25	3,02	—18	—8	94	0,12	—
240—350	21,1	56	—	280	293	330	334	0,8437	7,71	3,65	—14	—4	126	0,15	—
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса															
200—350	39,7	46	52,5	232	272	321	340	0,8544	6,61	3,37	—42	—24	98	0,26	5,30
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса															
180—350	35,2	42	43,9	243	278	327	340	0,8690	7,26	3,26	<—60	—28	92	—	39,70
200—350	31,2	42	—	246	282	328	343	0,8720	—	—	То же	—24	102	0,35	—
240—350	25,8	44	42,2	280	298	333	348	0,8800	13,5	5,20	—59	—22	115	—	47,20
Жирновская нефть $А_2$															
240—350	27,4	50	53,8	267	286	316	326	0,8536	7,36	3,75	<—60	—16	116	0,15	—
Жирновская нефть $Б_1$															
240—350	27,5	55	58,9	274	293	326	339	0,8460	7,81	3,99	—18	—13	101	0,14	6,00
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта															
200—350	34,1	57	65,8	236	279	319	340	0,8284	5,17	2,75	—16	—10	90	0,18	1,90
240—320	16,6	59	—	277	287	309	317	0,8341	6,87	3,23	—10	—8	116	0,19	—
240—350	21,9	59	65,0	279	294	334	344	0,8374	7,70	3,53	—8	—3	127	0,20	2,9
Жирновская нефть семилукского горизонта															
200—350	45,8	59	—	221	265	308	330	0,8482	4,90	2,52	—26	—14	74	Следы	—
240—350	34,3	60	71,0	262	280	320	333	0,8247	6,25	3,05	—14	—7	106	0,02	1,30
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)															
150—350	42,2	54	—	195	242	310	—	0,8138	3,14	1,85	—36	—21	43	0,25	—
200—350	31,4	57	—	202	263	310	—	0,8195	4,50	2,25	—27	—17	65	0,29	4,60
240—320	15,8	58	—	268	280	298	—	0,8255	5,40	2,60	—21	—15	70	0,32	4,26
240—350	21,2	60	—	275	296	310	—	0,8320	5,90	2,75	—18	—13	90	0,35	—

Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)

150—350	41,0	57	—	181	230	318	—	0,8150	3,07	—	—18	—15	60	0,25	2,35
200—350	30,8	58	—	222	253	323	—	0 8232	4,08	—	—16	—11	82	0,32	3,52
240—350	22,0	61	—	262	285	328	—	0,8367	6,92	—	—14	—10	112	0,35	4,85

Новокоробковская нефть

200—350	29,3	54	—	229	260	309	327	0,8267	4,33	2,45	—26	—18	83	Следы	—
240—350	19,8	56	—	268	283	313	328	0,8377	6,45	3,11	—14	—9	126	0,02	—

Антиповско-балыклейская нефть

200—350	28,5	55	—	235	274	318	329	0,8328	5,35	2,77	—28	—18	90	0,03	—
240—350	18,0	56	62,5	275	290	320	329	0,8426	7,25	3,41	—19	—9	108	0,05	6,2

Кудиновская нефть пашийского горизонта

180—300	28,0	50	66,6	209	234	270	278	0,8158	3,03	1,73	—32	—24	78	0,03	2,0
180—350	36,3	54	67,8	218	251	304	317	0,8230	4,08	2,24	—20	—16	84	0,04	2,2
200—330	28,8	55	65,6	232	256	295	305	0,8218	4,03	2,17	—24	—19	90	0,05	—
200—350	31,7	58	64,9	238	279	301	312	0,8291	5,39	2,63	—18	—13	96	0,05	—
240—360	23,6	55	64,1	253	286	319	328	0,8417	7,52	3,48	—13	—3	132	0,07	2,7

Кудиновская нефть воробьевского горизонта

180—350	37,7	55	—	232	267	322	366	0,8290	4,48	2,32	—18	—5	97	0,07	—
200—350	33,2	56	62,1	244	276	330	349	0,8336	5,47	—	—16	—2	104	0,08	2,5
240—350	25,4	57	61,8	278	293	334	351	0,8400	8,33	3,60	—12	0	118	0,10	3,2

Арчединская нефть бобриковского горизонта

н. к.—350	41,0	48	—	227	273	325	—	0,8425	5,74	2,64	<—60	—	78	0,12	—
200—350	35,0	50	—	240	275	319	—	0,8431	5,79	2,74	То же	—	98	0,13	—
180—300	26,0	45	—	225	250	285	—	0,8300	3,91	—	»	—	90	0,11	—
200—300	24,0	47	—	235	255	286	—	0 8344	4,41	2,27	»	—	92	0,11	—
240—300	17,0	54	—	257	267	284	—	0,8418	5,66	2,51	»	—	114	0,13	—
240—350	28,0	56	—	263	289	323	—	0,8513	8,35	3,65	»	—	122	0,15	—

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С: 10%	50%	90%	96%	ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С: застывания	помутнения	вспышки	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива
Арчединская нефть турнейского яруса															
н. к.—320	31,6	<40	—	223	265	308	—	0,8400	5,13	—	—60	—60	67	0,14	3,14
н. к.—350	40,5	45	—	230	269	319	—	0,8440	5,75	2,87	—60	—56	70	0,17	4,08
230—320	24,0	48	—	252	279	312	—	0,8470	6,82	3,41	—59	—50	85	0,15	3,45
200—350	36,9	47	—	246	281	326	—	0,8479	6,94	3,50	—58	То же	87	0,20	4,08
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта															
200—350	28,2	52	59,3	240	270	319	331	0,8381	5,89	2,66	—24	—12	92	0,06	2,70
240—350	22,0	54	58,4	269	290	330	343	0,8466	7,66	3,87	—10	—4	113	0,11	3,50
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта															
200—350	29,7	55	59,4	245	285	339	351	0,8401	6,44	2,89	—14	—6	98	0,06	2,10
240—350	19,6	57	59,5	283	308	346	353	0,8471	8,62	4,14	—12	—4	118	0,09	2,40
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта															
180—360	31,2	53	59,8	221	265	321	333	0,8335	4,39	2,36	—24	—16	90	0,04	—
200—350	26,8	51	58,8	236	264	305	315	0,8367	4,84	2,58	—26	—12	108	0,04	2,00
240—350	19,0	53	57,2	265	280	307	315	0,8432	6,29	3,07	—24	—13	121	0,04	—
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта															
200—350	25,0	52	—	232	260	302	323	0,8322	4,60	2,50	—30	—20	104	0,06	2,0
240—350	20,2	55	—	264	283	317	327	0,8400	6,64	3,18	—18	—10	118	0,08	2,3
Шляховская нефть воробьевского горизонта															
180—360	32,6	58	—	215	256	312	325	0,8157	3,74	2,09	—19	—8	84	0,08	2,8
200—350	26,5	59	67,9	230	258	295	304	0,8137	3,62	2,00	—17	—12	105	0,06	2,5
240—350	19,5	58	65,6	262	277	306	317	0,8287	5,37	2,66	—10	—5	112	0,09	2,9

157. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса								
Фракция 200—350 °С	100	39,7	0,8544	1,4738	69,6	6,61	—42	52,5
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	98,8	39,2	0,8582	1,4747	—	7,10	<—60	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	1,2	0,5	—	1,4387	—	—	—	—
Кудиновская нефть пашийского горизонта								
Фракция 200—350 °С	100	31,7	0,8291	1,4621	76,0	5,39	—18	64,9
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	83,9	26,6	0,8396	1,4670	73,2	5,58	—52	59,1
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	16,1	5,1	0,7751	1,4350	—	—	10	—
Кудиновская нефть воробьевского горизонта								
Фракция 200—350 °С	100	33,2	0,8336	1,4662	74,0	5,47	—16	62,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	81,0	26,9	0,8511	1,4742	66,4	6,51	—46	51,3
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	19,0	6,3	0,7782	1,4357	—	—	11	—
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта								
Фракция 200—350 °С	100	26,8	0,8367	1,4655	71,0	4,84	—26	58,8
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	84,7	22,7	0,8485	1,4716	67,2	5,50	—60	52,6
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	15,3	4,1	0,7658	1,4279	—	—	10	—
Шляховская нефть воробьевского горизонта								
Фракция 200—350 °С	100	26,5	0,8137	1,4587	73,2	3,62	—17	67,9
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	68,7	18,2	0,8415	1,4720	69,0	4,90	—60	56,0
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	31,3	8,3	0,7705	1,4312	—	—	8	—

158. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание смолистых веществ, %
											I группа	II и III группы	IV группа	
Кленовская	350—480	18,1	0,8890	398	42,0	6,85	32	0,60	0,08	72	8	11	7	2
Бахметьевская $Б_1$	350—475	27,0	0,8810	—	22,0	5,20	20	0,31	—	73	6	17	3	1
Бахметьевская бобриковского горизонта	350—470	32,6	0,8941	384	28,0	6,24	—12	0,48	0,40	73	Суммарно 25			2
Бахметьевская турнейского яруса	350—480	29,6	0,9135	398	58,0	9,52	—20	0,65	0,70	59	13	14	10	4
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	350—480	19,2	0,8790	353	15,7	4,48	28	0,29	0,09	69	10	11	7	3
Бахметьевская воронежского горизонта	350—450	16,9	0,8832	381	21,0	5,60	32	0,42	0,12	69	10	11	8	2
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	350—480	28,3	0,9139	407	49,0	8,90	—18	0,84	0,18	59	11	16	10	4
Жирновская $Б_1$	350—490	25,3	0,8798	—	18,0	4,65	22	0,40	0,13	73	6	19	1	1
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	350—450	13,8	0,8730	349	17,0	4,60	20	0,34	0,03	79	6	10	4	1

Жирновская семилукского горизонта	350—420	13,9	0,8600	334	12,8	3,97	24	0,06	0,02	83	7	5	4	1
Коробковская бобриковского горизонта	350—480	17,2	0,8677	—	30,0	5,30	20	0,40	0,11	78	6	16	—	—
Антиповско-балыклейская	350—480	18,4	0,8808	402	23,0	5,32	26	0,15	0,10	75	8	6	9	2
Кудиновская пашийского горизонта	350—480	22,0	0,8707	354	17,0	4,65	25	0,12	0,04	77	10	7	4	2
Кудиновская воробьевского горизонта	350—460	19,9	0,8836	385	21,0	5,35	34	0,35	0,05	69	10	9	10	2
Арчединская задонско-елецкого горизонта	350—480	19,0	0,8882	350	25,0	5,58	30	0,32	0,05	64	14	15	5	2
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	350—450	16,3	0,8870	390	31,5	6,93	26	0,20	0,12	61	16	10	11	2
Шляховская задонско-елецкого горизонта	350—480	17,7	0,8800	357	15,5	4,20	24	0,18	0,04	71	9	14	5	1
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	350—480	19,9	0,8880	344	23,3	5,40	26	0,19	—	64	16	12	6	2
Шляховская воробьевского горизонта	350—480	20,5	0,8640	359	11,2	3,65	31	0,22	0,03	73	11	7	6	3

159. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C: застывания	Температура, °C: вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Кленовская нефть								
Мазут топочный								
40	38,0	0,9182	5,0	3,2	20	215	0,50	6,1
200	20,8	0,9420	—	9,5	36	290	0,93	9,9
Остаток								
выше 300 °C	49,1	0,9029	2,50	1,70	16	178	—	—
» 350 °C	36,7	0,9203	5,49	2,94	24	233	0,54	5,3
» 400 °C	30,7	0,9245	7,20	3,40	32	242	—	6,4
» 450 °C	22,6	0,9430	—	10,00	38	290	0,91	9,5
» 480 °C	18,6	0,9455	—	13,40	40	300	0,97	10,4
Бахметьевская нефть $Б_1$ (скважина № 25)								
Мазут флотский								
12	55,5	0,8940	3,30	2,26	—8	194	0,40	—
20	53,4	0,8960	—	2,31	—5	198	0,41	—
Мазут топочный								
20	61,7	0,8883	2,63	1,90	—16	172	0,39	—
40	47,7	0,9060	5,46	2,83	0	219	0,42	—
60	40,0	0,9152	8,30	4,00	3	236	0,43	—
80	36,2	0,9240	11,75	5,15	6	260	0,44	—
100	35,0	0,9260	13,00	5,30	7	264	0,46	—
Остаток								
выше 300 °C	64,0	0,8870	2,43	1,82	—18	165	0,38	—
» 350 °C	53,0	0,8964	3,88	2,33	—5	200	0,41	—
» 400 °C	42,0	0,9140	7,50	3,70	3	236	0,43	—
Бахметьевская нефть $Б_1$								
Остаток								
выше 470 °C	23,2	0,9551	—	—	16	320	0,71	8,9
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта								
Остаток								
выше 450 °C	22,7	0,9651	—	17,60	16	308	0,81	7,2
Бахметьевская нефть турнейского яруса								
Остаток								
выше 450 °C	33,6	0,9701	Не течет		22	306	1,40	6,8
» 480 °C	27,9	0,9758	—	—	26	318	1,60	13,6
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта.								
Остаток								
выше 480 °C	18,0	0,9462	—	10,25	48	301	0,68	9,9
Бахметьевская нефть воронежского горизонта								
Остаток								
выше 450 °C	20,7	0,9420	18,10	8,70	30	288	0,79	8,9

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса								
Мазут топочный 40	48,5	0,9280	8,0	—	2	222	—	—
100	40,0	0,9388	15,0	—	12	228	—	—
200	39,4	0,9400	—	8,0	12	229	—	—
Остаток выше 300 °С	66,6	0,9122	3,2	2,2	—19	175	—	3,8
» 350 °С	51,6	0,9250	6,6	3,8	—2	208	1,08	5,7
» 400 °С	38,9	0,9406	18,0	8,2	13	262	—	6,5
» 450 °С	24,5	0,9701	—	Не течет	27	319	1,47	8,8
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса								
Остаток выше 350 °С	61,6	0,9410	7,4	4,2	—4	210	0,98	6,8
» 400 °С	47,3	0,9504	Не течет	20,3	12	278	1,15	8,7
» 450 °С	38,2	0,9682	—	Не течет	14	300	1,30	9,1
» 480 °С	31,0	0,9787	—	То же	26	317	1,59	9,40
Жирновская нефть $А_2$								
Остаток выше 480 °С	24,1	0,9602	—	20,1	18	316	0,43	6,4
Жирновская нефть $Б_1$								
Остаток выше 480 °С	10,4	0,9884	—	14,7	18	316	0,68	6,5
Жирновская нефть $Б_1$ (скважина № 104)								
Мазут флотский 12	58,0	0,9000	2,55	1,75	—16	186	0,43	—
Мазут топочный 40	40,0	0,9144	5,40	3,10	0	240	0,52	—
100	31,0	0,9210	13,30	5,70	6	274	0,57	—
Остаток выше 300 °С	60,3	0,8983	2,37	1,65	—18	181	0,42	—
» 350 °С	49,0	0,9088	3,46	2,18	—7	210	0,48	—
» 400 °С	38,0	0,9165	6,20	3,45	2	248	0,54	—
» 450 °С	29,5	0,9230	15,70	6,55	6	280	0,58	—
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта								
Остаток выше 300 °С	31,6	0,8875	1,97	1,56	40	188	0,40	—
» 350 °С	21,6	0,9011	2,55	—	48	223	0,45	2,6
» 400 °С	14,3	0,9074	4,80	2,60	52	250	0,49	3,6
» 450 °С	7,8	0,9192	8,30	4,20	56	272	0,56	5,0

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)								
Мазут топочный								
40	48,0	0,9176	5,00	2,83	3	192	2,14	—
100	41,2	0,9295	13,00	5,23	14	220	2,41	—
Остаток								
выше 300 °С	51,8	0,9133	4,01	2,37	0	178	2,02	—
» 350 °С	42,2	0,9283	11,68	4,85	13	216	2,37	—
» 400 °С	34,8	0,9425	—	11,05	22	246	2,70	—
» 450 °С	29,0	0,9553	—	18,53	28	275	2,91	—
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)								
Мазут топочный								
40	35,2	0,9120	5,00	3,20	4	226	0,67	—
100	27,6	0,9245	13,00	5,52	8	262	0,72	—
Остаток								
выше 300 °С	48,0	0,8960	2,15	1,70	—3	176	0,59	—
» 350 °С	38,0	0,9090	4,00	2,75	2	214	0,65	—
» 400 °С	30,6	0,9190	8,25	4,35	6	248	0,70	—
Новокоробковская нефть								
Остаток								
выше 480 °С	17,0	0,9280	—	9,40	28	302	0,22	7,7
Антиповско-балыклейская нефть								
Остаток								
выше 350 °С	34,1	0,9051	3,55	1,99	25	222	0,22	2,8
» 480 °С	15,7	0,9381	25,60	11,60	22	308	0,29	8,6
Кудиновская нефть пашийского горизонта								
Остаток								
выше 300 °С	42,1	0,8876	1,93	—	30	182	0,11	1,8
» 350 °С	33,8	0,8987	2,80	—	32	215	0,15	2,7
» 400 °С	22,8	0,9109	5,41	2,94	36	256	0,19	3,9
» 450 °С	15,2	0,9211	13,85	4,88	47	292	0,20	6,3
» 480 °С	11,8	0,9315	—	8,20	52	315	0,21	7,5
Кудиновская нефть воробьевского горизонта								
Остаток								
выше 300 °С	50,2	0,8942	2,2	1,6	31	181	0,51	2,2
» 350 °С	48,0	0,9060	3,6	2,1	39	238	0,57	3,4
» 400 °С	38,4	0,9175	6,3	2,9	40	264	0,67	4,5
» 460 °С	18,1	0,9422	13,1	7,5	36	314	0,78	8,7

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Арчединская нефть бобриковского горизонта								
Мазут топочный 40	53,3	0,9180	5,0	2,7	—16	220	0,51	—
100	39,5	0,9290	13,0	4,7	—7	264	0,69	—
Остаток выше 300 °С	70,0	0,9050	—	—	—30	182	0,38	—
» 350 °С	59,0	0,9120	3,7	2,2	—18	208	0,46	—
» 400 °С	46,5	0,9220	7,1	3,4	—11	242	0,58	—
Арчединская нефть турнейского яруса								
Мазут топочный 40	57,8	0,9201	5,0	2,92	—13	215	0,52	—
100	46,0	0,9267	13,0	4,39	—6	244	0,57	—
Остаток выше 300 °С	74,5	0,9103	2,45	1,87	—23	172	0,45	—
» 350 °С	59,5	0,9190	4,72	2,80	—14	210	0,51	—
» 450 °С	33,6	0,9410	—	9,92	2	288	0,67	—
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта								
Остаток выше 350 °С	41,1	0,9179	6,03	2,97	34	226	0,36	5,1
» 450 °С	26,5	0,9542	—	11,27	40	303	0,45	9,5
» 480 °С	22,1	0,9602	—	23,9	36	311	0,48	11,4
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта								
Остаток выше 450 °С	20,3	0,9565	—	19,4	38	301	0,42	9,0
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта								
Остаток выше 300 °С	48,6	0,9137	2,86	—	24	188	0,19	4,5
» 350 °С	40,8	0,9218	4,56	—	28	220	0,20	5,8
» 400 °С	32,3	0,9414	11,81	5,29	30	254	0,22	6,0
» 450 °С	26,2	0,9440	—	9,13	31	274	0,23	6,8
» 480 °С	23,1	0,9454	—	12,99	34	286	0,28	7,4
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта								
Остаток выше 450 °С	28,7	0,9485	—	11,87	52	—	0,32	—
» 480 °С	26,2	0,9569	—	21,80	58	314	0,36	11,2
Шляховская нефть воробьевского горизонта								
Остаток выше 300 °С	44,0	0,8806	—	—	38	180	0,26	1,7
» 350 °С	36,2	0,8828	2,08	—	40	220	0,30	2,1
» 400 °С	27,9	0,8949	3,05	2,09	45	245	0,34	—
» 450 °С	19,8	0,9028	4,54	2,59	48	253	0,36	3,1
» 480 °С	15,7	0,9135	7,00	3,84	52	304	0,39	6,3

160. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракции до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Кленовская нефть						
350	36,7	0,9203	2,94	24	0,54	5,30
450	22,6	0,9430	10,00	38	0,91	8,51
480	18,6	0,9455	13,40	40	0,97	9,40
Бахметьевская нефть $Б_1$ (скважина № 25)						
350	53,0	0,8964	2,33	—5	0,41	—
475	25,0	0,9444	14,00	10	—	10,60
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта						
450	22,7	0,9651	17,60	16	0,81	7,21
Бахметьевская нефть гурнейского яруса						
350	57,5	0,9440	—	2	1,11	5,90
450	33,6	0,9701	Не течет	22	1,40	6,80
480	27,9	0,9758	—	26	1,60	13,60
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта						
350	37,2	0,9115	2,14	36	0,47	—
450	21,7	0,9372	6,63	46	—	—
480	18,0	0,9462	10,25	48	0,68	9,91
Бахметьевская нефть воронежского горизонта						
350	37,6	0,9147	2,54	30	0,58	—
450	20,7	0,9420	8,70	30	0,79	8,86
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса						
350	51,6	0,9250	3,80	—2	1,08	5,70
450	24,5	0,9406	8,20	13	—	6,50
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса						
350	61,6	0,9410	4,20	—4	0,98	6,81
450	38,2	0,9682	—	14	—	—
480	31,0	0,9787	Не течет	26	1,59	9,40
Жирновская нефть $А_2$						
480	24,1	0,9602	20,1	18	0,43	6,41

Остаток после отбора фракции до температуры, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{100}$	Температура застывания, °C	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Жирновская нефть Б$_1$ (скважина № 104)						
350	49,0	0,9088	2,18	−7	0,48	—
450	29,5	0,9230	6,55	6	0,58	—
490	24,7	0,9279	9,63	8	0,61	10,8
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта						
350	21,6	0,9011	1,90	48	0,45	2,61
450	7,8	0,9192	4,20	56	0,56	5,02
Жирновская нефть семилукского горизонта						
420	14,9	0,9046	2,88	46	0,14	2,50
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)						
350	42,2	0,9283	11,05	22	2,70	—
450	29,0	0,9553	18,53	28	2,91	—
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)						
350	38,0	0,9090	2,75	2	0,65	—
480	19,8	0,9419	11,21	12	0,80	9,35
Новокоробковская нефть						
480	17,0	0,9380	9,40	28	0,22	7,70
Антиповско-балыклейская нефть						
350	34,1	0,9051	1,99	25	0,22	2,84
450	19,5	0,9315	6,70	24	0,27	—
480	15,7	0,9381	11,60	22	0,29	8,60
Кудиновская нефть пашийского горизонта						
350	33,8	0,8987	—	32	0,15	2,71
450	15,2	0,9211	4,88	47	0,20	6,30
480	11,8	0,9315	8,20	52	0,21	7,52
Кудиновская нефть воробьевского горизонта						
350	48,0	0,9060	2,10	39	0,57	3,40
460	18,1	0,9422	7,50	36	0,78	8,70

Остаток после отбора фракции до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Арчединская нефть бобриковского горизонта						
350	59,0	0,9120	2,20	—18	0,46	—
Арчединская нефть турнейского яруса						
350	59,5	0,9190	2,80	—14	0,51	—
450	33,6	0,9410	9,92	2	0,67	—
500	23,6	0,9582	30,86	16	0,76	13,7
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта						
350	41,1	0,9179	2,97	34	0,36	5,11
450	26,5	0,9542	11,27	40	0,45	9,52
480	22,1	0,9602	23,90	36	0,48	11,41
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта						
350	36,6	0,9350	3,79	32	0,32	—
450	20,3	0,9565	19,40	38	0,42	9,00
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта						
350	40,8	0,9218	—	28	0,20	5,77
450	26,2	0,9440	9,13	31	0,23	6,80
480	23,1	0,9458	12,99	34	0,28	7,44
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта						
350	46,1	0,9266	3,15	44	0,29	—
450	28,7	0,9485	11,87	52	0,32	—
480	26,2	0,9569	21,80	58	0,36	11,20
Шляховская нефть воробьевского горизонта						
350	36,2	0 8828	—	40	0,30	2,11
450	19,8	0,9028	2,59	48	0,36	3,12
480	15,7	0,9135	3,84	52	0,39	6,30

161. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Кленовская нефть											
28—200	28,7	—	94	—	6	—	—	—	—	6	—
200—250	12,9	1,4420—1,4510	90	1,5080—1,5250	10	—	—	—	—	10	—
250—300	9,3	1,4488—1,4783	89	1,5033—1,5286	7	1,5755	3	—	—	10	1
300—350	12,4	1,4587—1,4750	81	1,4916—1,5076	8	1,5395	4	1,6050	6	18	1
350—400	5,0	1,4670—1,4762	76	1,5045—1,5295	10	1,5635	6	1,6070—1,6120	6	22	2
400—450	11,0	1,4744—1,4820	72	1,5010—1,5119	8	1,5472—1,5750	11	1,6020—1,6245	7	26	2
Бахметьевская нефть $Б_1$											
н. к.—200	14,0	—	97	—	—	—	—	—	—	3	—
200—250	11,0	1,4473—1,4560	90	1,5042—1,5207	3	1,5367—1,5398	7	—	—	10	—
250—300	11,0	1,4519—1,4865	82	1,4962—1,5242	3	1,5449—1,5572	15	—	—	18	—
300—350	11,0	1,4569—1,4855	79	1,4922—1,5305	4	1,5460—1,5635	17	—	—	21	—
350—400	10,8	1,4649—1,4883	75	1,4980—1,5308	4	1,5316—1,5580	21	—	—	25	—
400—450	10,4	1,4735—1,4942	73	1,5005—1,5272	5	1,5335—1,5855	17	1,5945—1,6052	3	25	2
450—475	5,7	1,4768—1,4855	70	1,4915—1,5280	11	1,5370—1,5792	9	1,5979—1,6119	8	28	2
Бахметьевская нефть турнейского яруса											
н. к.—200	7,5	—	99	—	—	—	—	—	—	1	—
200—250	9,8	1,4600—1,4670	91	1,5130—1,5220	9	—	—	—	—	9	—
250—300	11,0	1,4635—1,4710	80	—	—	1,5361—1,5500	19	—	—	19	1
300—350	14,2	1,4650—1,4782	76	—	—	1,5490—1,5830	23	—	—	23	1
350—400	10,9	1,4715—1,4840	65	1,5070—1,5185	12	1,5487—1,5800	13	1,6150—1,6550	7	32	3
400—450	11,0	1,4777—1,4844	57	1,4909—1,5180	14	1,5380—1,5650	14	1,5960—1,6220	12	40	3
450—480	5,7	1,4802—1,4876	53	1,4936—1,5170	13	1,5370—1,5540	17	1,5940—1,6250	12	42	5

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта											
28—200	34,9	—	92	—	8	—	—	—	—	8	—
200—250	11,4	1,4424—1,4634	89	1,5187	2	1,5355—1,5394	9	—	—	11	—
250—300	9,6	1,4470—1,4691	78	1,5208	4	1,5381—1,5400	17	—	—	21	1
300—350	6,9	1,4560—1,4750	75	1,5860	5	1,5430—1,5620	18	—	—	23	2
350—400	7,6	1,4600—1,4650	72	1,4967—1,5280	10	1,5440—1,5680	7	1,5940	9	26	2
400—450	7,9	1,4685	70	1,5077—1,5291	8	1,5501—1,5681	12	1,6168—1,6300	7	27	3
450—480	3,7	1,4728	62	1,5035—1,5330	12	1,5530—1,5870	15	1,6123—1,6411	7	34	4
Бахметьевская нефть воронежского горизонта											
н. к.—200	32,9	—	92	—	8	—	—	—	—	8	—
200—250	9,4	1,4392—1,4550	86	1,5020	3	1,5345—1,5375	11	—	—	14	—
250—300	10,4	1,4465—1,4620	82	—	—	1,5340—1,5520	18	—	—	18	—
300—350	9,7	1,4540—1,4700	81	—	—	1,5540—1,5710	18	—	—	18	1
350—400	10,8	1,4660—1,4755	70	1,4990—1,5170	10	1,5500—1,5840	10	1,6090	8	28	2
400—450	6,1	1,4720—1,4860	67	1,5070—1,5200	10	1,5470—1,5740	12	1,6030—1,6070	8	30	3
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса											
95—200	8,7	—	96	—	—	—	—	—	—	4	—
200—250	11,5	1,4490—1,4625	85	1,5174—1,5195	14	—	—	—	—	14	1
250—300	13,2	1,4532—1,4706	80	—	—	1,5351—1,5423	19	—	—	19	1
300—350	15,0	1,4512—1,4725	73	1,5182	2	1,5517—1,5832	23	—	—	25	2
350—400	12,7	1,4639—1,4886	69	1,5013—1,5267	10	1,5575	8	1,5936—1,6157	11	29	2
400—450	14,4	1,4704—1,4884	61	1,5014—1,5161	11	1,5328—1,5794	17	1,6139—1,6166	7	35	4
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса											
135—200	7,2	—	96	—	—	—	—	—	—	4	—
200—250	8,6	1,4540—1,4667	90	1,5041—1,5149	9	—	—	—	—	9	1
250—300	11,5	1,4604—1,4700	78	1,5042	1	1,5304—1,5490	20	—	—	21	1
300—350	11,1	0,4650—1,4760	69	—	—	1,5382—1,5700	29	—	—	29	2

350—400	14,3	1,4694—1,4900	66	1,5092—1,5300	8	1,5590	13	1,5904—1,6202	11	32	2
400—450	12,6	1,4741—1,4838	55	1,5008—1,5213	15	1,5378—1,5758	15	1,6158—1,6396	12	42	3
Жирновская нефть Б$_I$ (скважина № 104)											
н. к.—200	16,8	—	96	—	—	—	—	—	—	4	—
200—250	11,2	1,4462—1,4718	88	1,4908—1,5165	5	1,5408—1,5582	7	—	—	12	—
250—300	11,7	1,4472—1,4748	83	1,4920—1,5085	4	1,5345—1,5665	13	—	—	17	—
300—350	11,3	1,4550—1,4810	79	1,4952—1,5095	2	1,5422—1,5685	19	—	—	21	—
350—400	11,5	1,4622—1,4852	77	1,4935—1,5122	3	1,5532—1,5708	20	—	—	23	—
400—450	9,0	1,4702—1,4820	72	1,4928—1,5258	6	1,5345—1,5715	21	—	—	27	1
450—490	4,8	1,4708—1,4858	69	1,4952—1,5282	13	1,5458—1,5845	10	1,5918—1,5988	6	29	2
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта											
28—200	44,3	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	14,3	1,4405—1,4498	89	1,5295	6	1,5410	5	—	—	11	—
250—300	9,8	1,4490—1,4572	86	1,5210	4	1,5510—1,5545	10	—	—	14	—
300—350	10,0	1,4538—1,4606	82	1,4934—1,5085	5	1,5675—1,5795	12	—	—	17	1
350—400	7,3	1,4614—1,4810	81	1,5080	4	1,5380—1,5658	10	1,6143	4	18	1
400—450	6,5	1,4710—1,4783	74	1,4445—1,5110	8	1,5390—1,5890	11	1,5210—1,6520	5	24	2
Жирновская нефть семилукского горизонта											
н. к.—200	25,4	—	86	—	—	—	—	—	—	14	—
200—250	13,7	1,4370—1,4600	89	1,5200	2	1,5242—1,5327	9	—	—	11	—
250—300	17,7	1,4410—1,4600	88	1,4842	1	1,5380—1,5535	11	—	—	12	—
300—350	14,4	1,4520—1,4685	86	—	—	1,5397—1,5631	13	—	—	13	1
350—400	10,1	1,4612—1,4711	84	1,5029—1,5240	7	1,5520—1,5875	5	1,6170—1,6290	3	15	1
400—420	3,8	1,4620—1,4730	83	1,4916—1,5180	7	1,5500—1,5802	5	1,6020—1,6030	4	16	1
Коробковская нефть верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16)											
н. к.—200	26,4	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	11,4	1,4422—1,4835	85	1,4930—1,5220	15	—	—	—	—	15	—
250—300	10,4	1,4492—1,4848	83	1,5199—1,5230	17	—	—	—	—	17	—
300—350	9,6	1,4525—1,4855	77	1,4907—1,5135	11	1,5310—1,5410	12	—	—	23	—
350—400	7,4	1,4605—1,4898	71	1,4935—1,5298	6	1,5350—1,5448	23	—	—	29	—
400—450	5,8	1,4632—1,4828	69	1,4912—1,5280	5	1,5318—1,5480	26	—	—	31	—
450—494	5,5	1,4745—1,4895	61	1,4978—1,5288	5	1,5325—1,5480	34	—	—	39	—

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)											
н. к.—200	31,2	—	91	—	—	—	—	—	—	9	—
200—250	10,8	1,4368—1,4820	90	1,4982—1,5300	10	—	—	—	—	10	—
250—300	10,0	1,4442—1,4699	85	1,4909—1,5280	7	1,5395—1,5756	8	—	—	15	—
300—350	10,0	1,4532—1,4802	84	1,4922—1,5290	5	1,5614—1,5745	11	—	—	16	—
350—400	7,4	1,4559—1,4712	80	1,4908—1,5202	6	1,5676—1,5751	13	—	—	19	1
400—450	7,0	1,4610—1,4822	79	1,4951—1,5200	4	1,5565—1,5755	16	—	—	20	1
450—480	2,8	1,4668—1,4870	72	1,4989—1,5289	10	1,5618—1,5785	17	—	—	27	1
Антиповско-балыклейская нефть											
н. к.—200	37,4	—	90	—	—	—	—	—	—	10	—
200—250	12,0	1,4414—1,4582	88	1,5230	5	1,5434	6	—	—	11	1
250—300	8,2	1,4482—1,4612	85	1,5280	2	1,5487—1,5589	12	—	—	14	1
300—350	8,3	1,4442—1,4500	82	1,5212	2	1,5500—1,5562	15	—	—	17	1
350—400	7,7	1,4658—1,4768	79	1,5058—1 5148	7	1,5460	4	1,5948—1,6440	9	20	1
400—450	6,7	1,4720—1,4810	74	1,4920—1,5140	8	1,5461	7	1,5970—1,6450	9	24	2
450—480	4,0	1,4780—1,4840	69	1,5000—1,5260	10	1,5442	7	1,6020—1,6500	10	27	4
Кудиновская нефть пашийского горизонта											
н. к.—200	34,5	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	11,7	1,4406	87	1,5215	7	1,5300—1,5452	6	—	—	13	—
250—300	11,7	1,4502	83	1,5100	2	1,5300—1,5567	15	—	—	17	—
300—350	8,3	1,4565	82	1,4895—1,4914	1	1,5500—1,5680	16	—	—	17	1
350—400	11,0	1,4639	79	1,4921—1,5280	9	1,5380—1,5806	6	1,5935—1,6440	4	19	2
400—450	7,6	1,4708	77	1,5005—1,5290	10	1,5401—1,5900	7	1,5970—1,6370	4	21	2
450—480	3,4	1,4731	74	1,4955—1,5240	11	1,5430—1,5860	8	1,5928—1,6410	4	23	3

Кудиновская нефть воробьевского горизонта

28—200	28,8	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	10,2	1,4351—1,4598	83	1,5219	2	1,5359—1,5383	15	—	—	17	—
250—300	10,8	1,4423—1,4575	78	1,5143	2	1,5480—1,5529	20	—	—	22	—
300—350	12,2	1,4587—1,4759	74	1,4997	3	1,5335—1,5641	22	—	—	25	1
350—400	9,6	1,4546—1,4670	71	1,4966—1,5130	9	1,5347—1,5711	9	1,6056—1,6476	10	28	1
400—450	8,4	1,4658—1,4875	67	1,4990—1,5285	12	1,5600—1,5755	9	1,6232—1,6710	10	31	2

Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта

н. к.—200	30,7	—	98	—	—	—	—	—	—	2	—
200—250	9,8	1,4416—1,4580	87	1,5220	3	1,5355—1,5370	10	—	—	13	—
250—300	9,2	1,4470—1,4650	83	1,5080	1	1,5500—1,5540	16	—	—	17	—
300—350	9,2	1,4547—1,4808	81	—	—	1,5540—1,5650	18	—	—	18	1
350—400	7,5	1,4640—1,4812	70	1,4970—1,5202	10	1,5470—1,5730	11	1,5880—1,5990	7	28	2
400—450	7,1	1,4740—1,4820	65	1,4985—1,5240	14	1,5400—1,5860	16	1,6020	3	33	2
450—480	4,4	1,4810—1,4830	51	1,4920—1,5212	23	1,5400—1,5866	17	1,5900—1,6034	5	45	4

Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта

н.к.—200	37,7	—	92	—	—	—	—	—	—	8	—
200—250	6,5	1,4400—1,4533	87	1,5250	8	1,5293—1,5447	5	—	—	13	—
250—300	9,2	1,4500—1,4610	82	1,4940	1	1,5358—1,5562	17	—	—	18	—
300—350	10,0	1,4520—1,4870	79	1,4965—1,5059	5	1,5500	7	1,5980	9	21	0
350—400	9,0	1,4650—1,4750	65	1,4968—1,5132	15	1,5350—1,5740	10	1,5940—1,6440	8	33	2
400—450	7,3	1,4760—1,4800	56	1,4905—1,5208	18	1,5350—1,5500	10	1,5810—1,6120	13	41	3

Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта

н. к.—200	32,4	—	94	—	—	—	—	—	—	6	—
200—250	9,0	1,4433	90	1,4962—1,5300	8	1,5390	2	—	—	10	—
250—300	10,0	1,4494	79	1,5243	3	1,5374—1,5485	18	—	—	21	—
300—350	7,8	1,4556	77	1,5060	3	1,5322—1,5821	18	1,5940	2	23	—
350—400	8,5	1,4684	73	1,4935—1,5240	6	1,5310—1,5740	15	1,5995	6	27	—
400—450	6,1	1,4710	70	1,4910—1,5240	9	1,5312—1,5865	16	1,5970—1,6340	4	29	1
450—480	3,1	1,4754	69	1,4912—1,5260	18	1,5350—1,5720	7	1,5900—1,6032	5	30	1

Продолжение

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
				Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта							
н. к.—200	28,9	—	94	—	—	—	—	—	—	6	—
200—250	8,8	1,4421	91	1,4920—1,5270	5	1,5430—1,5468	4	—	—	9	—
250—300	9,8	1,4427	79	1,4900—1,5185	7	1,5384—1,5621	14	—	—	21	—
300—350	6,4	1,4557	76	1,4908—1,5250	9	1,5559—1,5686	14	—	—	23	1
350—400	9,4	1,4818	67	1,4976—1,5268	17	1,5326—1,5881	10	1,5926—1,6405	5	32	1
400—450	8,0	1,4889	65	1,4990—1,5285	15	1,5310—1,5891	12	1,5985—1,6420	6	33	2
450—480	2,5	1,4771	55	1,4972—1,5261	17	1,5395—1,5862	18	1,5975—1,6271	7	42	3
				Шляховская нефть воробьевского горизонта							
н. к.—200	37,3	—	90	—	—	—	—	—	—	10	—
200—250	11,1	1,4349	89	1,4978—1,5223	7	—	4	—	—	11	—
250—300	7,6	1,4412	84	1,4978—1,5223	6	1,5526—1,5860	7	1 5980—1,6560	3	16	—
300—350	7,8	1,4500	79	1,4963—1,5235	8	1,5350—1,5818	6	1,6041—1,6389	7	21	—
350—400	8,3	1,4550	76	1,4939—1,5235	11	1,5398—1,5885	6	1,5961—1,6566	6	23	1
400—450	8,1	1,4615	74	1,4925—1,5271	11	1,5351—1,5820	7	1,5955—1,6505	5	23	3
450—480	4,1	1,4654	70	1,4927—1,5251	12	1,5350—1,5839	7	1,5918—1,6890	6	25	5

162. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления, °С
Кленовская нефть		
350—400	11,8	50
300—450	11,4	56
Бахметьевская нефть турнейского яруса		
400—450	0,3	—
450—480	0,3	—
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта		
350—400	12,0	50
400—450	14,6	54
450—480	12,5	62
Бахметьевская нефть воронежского горизонта		
350—400	14,8	57
400—450	14,4	58
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса		
350—400	0,3	—
400—450	0,5	—
450—480	0,6	—
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта		
350—400	14,4	50
400—440	14,0	58
Жирновская нефть семилукского горизонта		
350—400	14,7	45
400—420	15,3	54
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)		
450—480	12,2	55
Антиповско-балыклейская нефть		
350—400	11,1	49
400—450	8,9	58
450—480	8,1	61
Кудиновская нефть пашийского горизонта		
300—350	4,1	33
350—400	13,2	46
400—450	14,3	55
450—480	10,9	61
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта		
350—400	14,1	36
400—450	27,0	41
450—480	20,5	50
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта		
350—400	12,8	41
400—450	13,2	54
450—480	10,9	57
Шляховская нефть воробьевского горизонта		
350—400	31,0	36
400—450	41,0	44
450—480	27,8	58

163. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °C	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				C_A	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	$K_Н$	$K_О$
Кленовская нефть										
200—250	0,8167	1,4545	178	19	24	43	57	0,19	0,78	0,97
250—300	0,8375	1,4664	216	11	33	44	56	0,29	0,90	1,19
300—350	0,8604	1,4789	276	14	26	40	60	0,45	1,07	1,52
350—400	0,8753	1,4882	350	14	23	37	63	0,61	1,22	1,83
400—450	0,8913	1,4970	396	16	22	38	62	0,76	1,56	2,32
Бахметьевская нефть бобриковского горизонта										
200—250	0,8509	1,4629	176	11	46	57	43	0,24	1,02	1,26
250—300	0,8648	1,4756	209	11	39	50	50	0,41	1,00	1,41
200—350	0,8708	1,4841	262	16	29	45	55	0,49	1,15	1,64
350—400	0,8845	1,4912	330	14	29	43	57	0,57	1,51	2,08
300—450	0,9004	1,4997	405	14	28	42	58	0,72	1,91	2,63
450—470	0,9081	1,5052	440	16	26	42	58	0,89	1,96	2,85
Бахметьевская нефть турнейского яруса										
200—250	0,8510	1,4662	173	6	59	65	35	0,14	1,43	1,57
250—300	0,8775	1,4840	208	16	47	62	38	0,38	1,43	1,81
300—350	0,8907	1,4970	260	21	30	51	49	0,66	1,25	1,91
350—400	0,9059	1,5029	320	18	33	51	49	0,70	1,75	2,45
400—450	0,9191	1 5098	420	17	31	48	52	0,88	2,25	3,13
450—480	0,9224	1,5138	490	19	25	44	56	1,14	2,22	3,36
Бахметьевская нефть евлановско-ливенского горизонта										
200—250	0,8143	1,4540	169	11	32	43	57	0,22	0,70	0,92
250—300	0,8346	1,4660	199	14	30	44	56	0,34	0,76	1,10
300—350	0,8486	1,4748	251	13	26	39	61	0,48	0,95	1,43
350—400	0,8679	1,4842	326	14	22	36	64	0,55	1,10	1,65
400—450	0,8839	1,4926	352	15	24	39	61	0,66	1,38	2,04
450—480	0,8972	1,5010	412	17	21	38	62	0,88	1,51	2,39
Бахметьевская нефть воронежского горизонта										
200—250	0,8231	1,4570	175	9	40	49	51	0,20	0,88	1,08
250—300	0,8370	1,4666	212	12	31	43	57	0,32	0,83	1,15
300—350	0,8572	1,4772	264	14	27	41	59	0,43	1,05	1,48
350—400	0,8763	1,4920	364	20	15	35	65	0,76	0,89	1,65
400—450	0,8940	1,5045	405	22	11	33	67	1,13	0,81	1,94
Жирновская нефть верхнебашкирского подъяруса										
200—250	0,8381	1,4615	179	6	52	58	42	0,14	1,24	1,38
250—300	0,8567	1,4742	221	11	40	51	49	0,30	1,14	1,44
300—350	0,8726	1,4826	284	11	35	46	54	0,38	1,50	1,88
350—400	0,8841	1,4911	356	13	28	41	59	0,58	1,54	2,12
400—450	0,9053	1,5034	415	16	27	43	57	0,83	1,88	2,71

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Жирновская нефть нижнебашкирского подъяруса										
200—250	0,8451	1,4622	169	4	62	66	34	0,09	1,45	1,54
250—300	0,8721	1,4795	215	10	50	60	40	0,27	1,57	1,84
300—350	0,8896	1,4919	297	14	36	50	50	0,50	1,69	2,19
350—400	0,9055	1,5025	369	16	31	47	53	0,73	1,89	2,62
400—450	0,9213	1,5100	435	16	33	49	51	0,86	2,47	3,33
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта										
200—250	0,8139	1,4544	184	10	27	37	63	0,23	0,64	0,87
250—300	0,8326	1,4649	225	12	25	37	63	0,32	0,72	1,04
300—350	0,8497	1,4743	273	13	23	36	64	0,41	0,92	1,33
350—400	0,8682	1,4860	336	15	18	33	67	0,63	0,94	1,57
400—440	0,8844	1,4930	370	15	26	41	59	0,68	1,37	2,05
Жирновская нефть семилукского горизонта										
200—250	0,8019	1,4467	171	7	30	37	63	0,14	0,65	0,79
250—300	0,8199	1,4574	215	9	24	33	67	0,22	0,66	0,88
300—350	0,8323	1,4655	255	11	19	30	70	0,34	0,61	0,95
350—400	0,8554	1,4769	326	11	21	32	68	0,45	0,99	1,44
400—420	0,8669	1,4835	356	13	36	49	51	0,54	2,10	2,64
Новокоробковская нефть										
200—250	0,8102	1,4516	158	9	34	43	57	0,20	0,69	0,89
250—300	0,8305	1,4640	205	13	26	39	61	0,32	0,70	1,02
300—350	0,8451	1,4713	255	12	27	39	61	0,37	0,88	1,25
350—400	0,8625	1,4810	282	15	24	39	61	0,49	1,08	1,57
400—450	0,8791	1,4900	331	15	24	39	61	0,61	1,27	1,88
450—480	0,9085	1,4980	386	16	24	40	60	0,75	1,56	2,31
Антиповско-балыклейская нефть										
200—250	0,8151	1,4539	173	10	33	43	57	0,20	0,74	0,94
250—300	0,8349	1,4650	225	10	30	40	60	0,28	0,85	1,13
300—350	0,8532	1,4750	296	11	24	35	65	0,40	1,02	1,42
350—400	0,8740	1,4850	359	11	27	38	62	0,48	1,47	1,95
400—450	0,8914	1,4958	410	14	25	39	61	0,71	1,66	2,37
450—480	0,9060	1,5022	472	13	29	42	58	0,78	2,26	3,04
Кудиновская нефть пашийского горизонта										
200—250	0,8100	1,4513	173	9	31	40	60	0,20	0,58	0,78
250—300	0,8290	1,4624	219	10	27	37	63	0,27	0,75	1,02
300—350	0,8468	1,4716	263	11	29	40	60	0,35	0,96	1,31
350—400	0,8639	1,4820	323	13	22	35	65	0,52	1,05	1,57
400—450	0,8789	1,4895	376	13	23	36	64	0,61	1,36	1,97
450—480	0,8883	1,4940	411	13	24	37	63	0,73	1,57	2,30

Температура отбора, °C	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Кудиновская нефть воробьевского горизонта										
200—250	0,8124	1,4530	166	11	32	43	57	0,22	0,69	0,91
250—300	0,8341	1,4655	213	13	27	40	60	0,44	0,65	1,09
300—350	0,8582	1,4799	286	15	21	36	64	0,52	0,88	1,40
350—400	0,8721	1,4887	344	16	18	34	66	0,69	0,94	1,63
400—450	0,8925	1,4990	406	17	20	37	63	0,86	1,06	1,92
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта										
200—250	0,8203	1,4559	172	10	38	48	52	0,20	0,84	1,04
250—300	0,8373	1,4680	215	14	26	40	60	0,37	0,73	1,10
300—350	0,8524	1,4752	275	13	27	40	60	0,42	0,96	1,38
350—400	0,8722	1,4863	306	15	25	40	60	0,56	1,12	1,68
400—450	0,8923	1,4980	353	18	24	42	58	0,75	1,37	2,12
450—480	0,9060	1,5076	407	20	18	38	62	0,87	1,63	2,50
Арчединская нефть евлановско-ливенского горизонта										
200—250	0,8215	1,4585	180	12	31	43	57	0,27	0,70	0,97
250—300	0,8391	1,4690	219	15	26	41	59	0,39	0,74	1,13
300—350	0,8599	1,4810	262	17	23	40	60	0,53	0,88	1,41
350—400	0,8747	1,4930	355	16	23	39	61	0,68	1,31	1,99
400—450	0,9016	1,5041	426	18	20	38	62	0,95	1,52	2,47
Шляховская нефть задонско-елецкого горизонта										
200—250	0,8185	1,4546	184	7	36	43	57	0,17	0,83	1,00
250—300	0,8378	1,4667	226	11	30	41	59	0,30	0,87	1,17
300—350	0,8503	1,4737	266	12	26	38	62	0,39	0,97	1,36
350—400	0,8694	1,4852	321	14	26	40	60	0,57	1,09	1,66
400—450	0,8878	1,4949	377	15	23	38	62	0,71	1,42	2,13
450—480	0,8994	1,5004	411	16	25	41	59	0,78	1,76	2,54
Шляховская нефть евлановско-ливенского горизонта										
200—250	0,8137	1,4529	159	11	29	40	60	0,21	0,76	0,97
250—300	0,8345	1,4658	207	13	29	42	58	0,33	0,77	1,10
300—350	0,8496	1,4743	256	14	27	41	59	0,44	0,87	1,31
350—400	0,8703	1,4855	300	15	25	40	60	0,55	1,12	1,67
400—450	0,8898	1,4960	343	16	26	42	58	0,70	1,43	2,13
450—480	0,9020	1,5070	405	22	24	46	54	1,10	1,78	2,88
Шляховская нефть воробьевского горизонта										
200—250	0,7993	1,4474	165	10	24	34	66	0,21	0,49	0,70
250—300	0,8205	1,4605	217	14	13	27	73	0,37	0,40	0,77
300—350	0,8388	1,4705	261	15	15	30	70	0,46	0,51	0,97
350—400	0,8529	1,4795	314	16	13	29	71	0,50	0,56	1,06
400—450	0,8642	1,4828	359	13	19	32	68	0,57	1,00	1,57
450—480	0,8733	1,4863	422	11	21	32	68	0,58	1,35	1,93

164. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Бахметьевская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	15,0	0,8720	—	15,0	4,0	—	10	0,30
Фракция 350—420 °С после депарафинизации и неглубокой адсорбционной очистки	95,7	14,3	0,8745	—	16,4	4,7	121	—31	0,12
Фракция 420—475 °С	100,0	12,0	0,8920	—	39,8	7,5	—	26	0,33
Фракция 420—475 °С после депарафинизации и неглубокой адсорбционной очистки	90,4	10,8	0,8974	—	44,5	8,3	79	—28	0,18
Жирновская нефть $Б_1$									
Фракция 350—450 °С	100,0	19,5	0,8760	—	15,5	4,20	—	17	0,32
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	74,4	14,5	0,8692	—	15,72	4,23	83	—21	—
Фракция 450—490 °С	100,0	4,8	0,8938	—	40,4	7,4	—	31	0,56
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	68,2	3,3	0,8703	—	37,10	7,56	88	—18	—
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта									
Фракция 350—450 °С	100,0	14,8	0,8706	—	12,71	3,87	—	24	0,52
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	69,0	10,2	0,8492	—	12,85	3,78	99	—27	0,07
Фракция 450—500 °С	100,0	5,3	0,8860	—	39,04	8,01	—	35	0,67
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	68,0	3,6	0,8703	—	34,55	7,29	93	—19	0,10

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Коробковская нефть бобриковского горизонта									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,0	0,8246	—	14,4	4,1	—	11	0,37
Фракция 350—420 °С после депарафинизации и неглубокой адсорбционной очистки	86,6	8,6	0,8530	—	16,7	4,2	—	—22	0,45
Фракция 420—480 °С	100,0	7,2	0,9055	—	39,8	7,9	—	34	0,50
Фракция 420—480 °С после депарафинизации и неглубокой адсорбционной очистки	84,9	5,9	0,9220	—	53,2	8,8	—	—23	0,52
Кудиновская нефть пашийского горизонта									
Фракция 330—400 °С	100,0	13,8	0,8577	1,4781	8,30	25,22	—	13	0,09
Фракция 330—400 °С после депарафинизации (при —55 °С)	80,0	11,0	0,8727	1,4856	10,05	33,50	—	—46	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	60,8	8,4	0,8445	1,4657	8,35	25,96	—	—43	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	77,0	10,6	0,8680	1,4841	9,40	29,50	—	—46	—
Фракция 400—480 °С	100,0	11,1	0,8812	1,4901	30,30	6,78	—	34	0,15
Фракция 400—480 °С после депарафинизации	85,6	9,5	0,8924	1,4959	43,30	7,84	65	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	61,1	6,8	0,8628	1,4748	29,00	6,53	96	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	69,6	7,8	0,8694	1,4784	31,60	6,82	90	—22	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	72,0	8,0	0,8723	1,4814	32,50	6,87	87	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, III и часть IV группы ароматических углеводородов	75,5	8,4	0,8790	1,4870	34,37	7,08	83	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, III и IV группы ароматических углеводородов	83,6	9,3	0,8922	1,4961	40,19	7,76	79	—24	—
I группа ароматических углеводородов	8,5	1,0	0,9203	1,5110	—	—	—	—22	—
III группа ароматических углеводородов	2,4	0,2	1,0135	1,5768	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	11,6	1,3	1,1520	1,5975	903,0	32,36	0	—	—

Кудиновская нефть воробьевского горизонта									
Фракция 350—420 °С	100,0	13,1	0,8762	1,4914	14,76	4,54	—	24	0,49
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	82,0	10,7	0,8959	1,5000	26,50	5,70	65	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	49,3	6,5	0,8124	1,4675	13,93	4,04	107	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,9	8,0	0,8275	1,4745	15,03	4,16	93	—18	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	66,2	8,7	0,8653	1,4785	16,68	4,39	83	—18	—
I группа ароматических углеводородов	11,6	1,5	0,8914	1,5040	—	—	—	—	—
Фракция 420—460 °С	100,0	6,8	0,8986	1,5031	48,40	8,87	—	42	0,59
Фракция 420—460 °С после депарафинизации	84,2	5,7	0,9158	1,5110	75,80	10,98	51	—17	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	47,2	3,2	0,8609	1,4735	32,84	7,31	111	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,6	4,0	0,8699	1,4810	37,42	7,66	91	—16	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	62,8	4,2	0,8763	1,4854	41,80	8,15	86	—16	—
I группа ароматических углеводородов	11,4	0,8	0,9024	1,5060	—	—	—	—	—
Арчединская нефть турнейского яруса									
Фракция 350—420 °С	100,0	19,0	0,8939	—	21,58	4,90	48	—4	0,41
Нафтено-парафиновые углеводороды	71,0	13,5	0,8567	—	14,45	4,17	110	0*	0
Фракция 420—500 °С	100,0	15,9	0,9166	—	13,01	12,6	<0	0	0,56
Нафтено-парафиновые углеводороды	64,7	10,3	0,8692	—	45,04	8,8	94	8**	0,03
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,4	0,8780	—	14,0	3,90	—	20	0,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	71,0	7,4	0,8641	—	15,50	4,30	93	—20	0,02
Фракция 420—500 °С	100,0	10,5	0,9004	—	53,40	9,20	—	33	0,15
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	64,8	6,8	0,8832	—	48,40	8,70	77	—17	0,08

* При добавлении 0,5% депрессатора АзНИИ температура застывания понижается до —38 °С.
** При добавлении 0,5% депрессатора АзНИИ температура застывания понижается до —24 °С.

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Шляховская нефть воробьевскоо горизонта									
Фракция 330—400 °С	100,0	11,9	0,8560	1,4776	17,10	6,95	—	20	0,20
Фракция 330—400 °С после депарафинизации (при —55 °С)	65,4	7,8	0,8840	1,4945	27,40	8,83	—	—48	—
Фракция 400—480 °С	100,0	12,2	0,8659	1,4845	14,30	4,20	—	36	0,29
Фракция 400—480 °С после депарафинизации	69,0	8,4	0,8922	1,4990	21,60	5,19	83	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,3	5,4	0,8474	1,4684	15,79	4,53	117	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	52,2	6,4	0,8542	1,4732	16,54	4,64	115	—18	—
Нафтено-парафиновые, I и III группа ароматических углеводородов	55,5	6,9	0,8649	1,4799	18,40	4,83	100	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, III и IV группы ароматических углеводородов	67,9	8,3	0,8890	1,4887	22,90	5,48	91	—20	—
I группа ароматических углеводородов	7,9	1,0	0,8967	1,5020	23,00	5,49	92	—20	—
III группа ароматических углеводородов	3,3	0,4	1,0019	1,5758	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	12,4	1,5	—	1,6040	22,1	13,4	<0	—	—

165. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, % на фракцию	Выход гача, % на нефть	Температура плавления гача, °С
Бахметьевская нефть $Б_1$ (скважина № 25)			
350—420	3,8	0,6	47
420—475	9,0	1,1	51
Жирновская нефть $Б_1$ (скважина № 104)			
350—450	10,6	2,0	48
450—490	12,4	0,6	56
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта			
350—450	16,0	2,4	48
450—500	17,0	0,9	58
Коробковская нефть бобриковского горизонта			
350—420	10,4	1,1	45
420—480	13,5	1,0	57
Кудиновская нефть пашийского горизонта			
330—400	20,0	2,8	37
400—480	14,4	1,6	55
Кудиновская нефть воробьевского горизонта			
350—420	18,0	2,4	49
420—460	15,8	1,1	58
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта			
350—420	12,6	1,3	50
420—500	13,8	1,4	54
Шляховская нефть воробьевского горизонта			
330—400	34,6	4,1	36
400—480	31,0	3,8	53

166. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Бахметьевская нефть $Б_1$ (скважина № 25)											
Остаток выше 475 °С	100,0	25,0	0,9444	—	—	103,7	—	—	—	10	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	39,0	9,9	0,8983	—	286,7	29,90	9,9	82	0,8184	—20	0,25
Жирновская нефть $Б_1$ (скважина № 104)											
Остаток выше 490 °С	100,0	24,7	0,9279	—	—	71,30	—	—	—	8	0,61
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	49,4	12,2	0,8929	—	177,4	22,08	8,03	83	0,8164	—24	—
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта											
Остаток выше 500 °С	100,0	10,9	0,9339	—	—	70,20	—	—	—	42	0,62
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	50,0	5,5	0,8829	—	174,59	23,46	7,43	98	0,8020	—20	0,22
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)											
Остаток выше 480 °С	100,0	19,7	0,9419	—	—	83,06	—	—	—	12	0,80
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	40,6	8,0	0,8886	—	225,2	27,23	8,3	89	0,8076	—19	0,15

Кудиновская нефть пашийского горизонта											
Остаток выше 480 °С	100,0	12,1	0,9315	—	—	53,00	—	—	0,8870	52	0,41
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	39,8	4,8	0,8879	1,4861	211,6	26,75	7,9	93	0,8060	—16	—
Арчединская нефть турнейского яруса											
Остаток выше 500 °С	100,0	23,6	0,9582	—	—	22,86	—	—	—	16	0,76
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	25,5	6,0	0,8947	—	246,1	28,70	8,7	90	0,8159	—21	0,07
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта											
Остаток выше 500 °С	100,0	21,8	0,9519	—	—	185,1	—	—	—	34	0,48
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	24,0	5,2	0,8860	—	218,6	25,70	8,5	85	0,8045	—21	0,08
Шляховская нефть воробьевского горизонта											
Остаток выше 480 °С	100,0	13,5	0,9135	—	—	38,00	—	—	0,8380	52	0,39
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	21,4	2,9	0,8705	1,4788	98,20	16,45	6,0	104	0,7910	—6	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	28,8	3,9	0,8800	1,4858	117,0	18,41	6,4	102	0,8010	—8	—
Нафтено-парафиновые, I и II группа ароматических углеводородов	34,1	4,6	0,8942	1,4971	160,0	22,66	7,1	98	0,8200	—8	—
I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	7,4	1,0	0,9216	1,5063	—	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	5,3	0,7	0,9857	1,5448	—	—	—	—	—	—	—

167. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Нефть	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Бахметьевская $Б_1$ (скважина № 25)	475	17,8	4,4	41
Жирновская $Б_1$ (скважина № 104)	490	9,1	2,2	50
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	500	14,5	1,6	46
Коробковская бобриковского горизонта	480	19,9	3,5	54
Кудиновская пашийского горизонта	480	14,7	1,9	58
Кудиновская воробьевского горизонта	460	17,8	2,9	60
Арчединская турнейского яруса	500	10,1	2,4	59
Арчединская задонско-елецкого горизонта	500	12,6	2,7	58
Шляховская воробьевского горизонта	480	22,6	3,0	54

168. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Бахметьевская нефть $Б_1$ (скважина № 25)										
350—420	15,0	0,8745	16,4	4,70	3,49	121	—	—32	95,7	14,3
420—475	12,0	0,8974	44,5	8,30	5,36	79	—	—28	90,4	10,8
Остаток выше 475	25,0	0,8983	286,7	29,90	9,9	82	0,8184	—20	39,0	9,9
Жирновская нефть $Б_1$ (скважина № 104)										
350—450	19,5	0,8692	15,72	4,23	3,72	82	—	—21	74,4	14,5
450—490	4,8	0,8703	37,10	7,56	4,90	88	—	—18	68,2	3,3
Остаток выше 490	24,7	0,8929	177,4	22,08	8,03	83	0,8164	—24	49,4	12,2
Жирновская нефть евлановско-ливенского горизонта										
350—450	14,8	0,8492	12,85	3,78	3,40	99	—	—27	69,0	10,2
450—500	5,3	0,8703	34,55	7,29	4,74	93	—	—19	68,0	3,6
Остаток выше 500	10,9	0,8829	174,6	23,46	7,43	98	0,8020	—20	50,0	5,5

Температура отбора, °C	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °C	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Коробковская нефть бобриковского горизонта (скважина № 12)										
350—420	10,0	0,8530	16,7	4,20	3,97	—	—	—22	86,6	8,6
420—480	7,2	0,9220	53,2	8,80	6,05	—	—	—23	84,9	5,9
Остаток выше 480	19,7	0,8886	225,2	27,23	8,30	89	0,8076	—19	40,6	8,0
Кудиновская нефть пашийского горизонта										
330—400	13,8	0,8680	9,40	—	—	—	—	—46	77,0	10,6
400—480	11,1	0,8790	34,37	7,08	4,85	83	—	—22	75,5	8,4
Остаток выше 480	12,1	0,8866	198,6	24,75	8,0	86	0,8060	—16	46,7	5,7
Кудиновская нефть воробьевского горизонта										
350—420	13,1	0,8653	16,68	4,39	3,81	83	—	—18	66,2	8,7
420—460	6,8	0,8763	41,80	8,15	5,13	86	—	—16	62,5	4,2
Остаток выше 460	16,4	0,9160	19,33	26,64	7,30	102	0,8670	—16	33,9	5,5
Арчединская нефть турнейского яруса										
350—420	19,0	0,8567	14,45	4,17	3,46	110	—	0	71,0	13,5
420—500	15,9	0,8692	45,04	8,80	5,12	94	—	8	64,7	10,3
Остаток выше 500	23,6	0,8947	246,1	28,70	8,70	90	0,8159	—21	25,5	6,0
Арчединская нефть задонско-елецкого горизонта										
350—420	10,4	0,8641	15,50	4,30	3,61	93	—	—20	71,0	7,4
420—500	10,5	0,8832	48,40	8,70	5,55	77	—	—17	64,8	6,8
Остаток выше 500	21,8	0,8860	218,6	25,70	8,50	85	0,8045	—21	24,0	5,2
Шляховская нефть воробьевского горизонта										
330—400	11,9	0,8840	8,83	—	—	—	—	—48	65,4	7,8
400—480	12,2	0,8890	22,90	5,48	4,18	91	—	—20	67,9	8,3
Остаток выше 480	13,5	0,8942	160,0	22,66	7,10	98	0,8200	—8	34,1	4,6

169. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, % асфальтенов	Содержание, % смол силикагелевых	Содержание, % парафина	2,5 П	$А + С_С$	$А + С_С + 2,5$ П
Кленовская	0,45	5,2	4,5	11,25	5,65	—5,60
Бахметьевская верхнебашкирского подъяруса*	1,00	13,0	0,8	2,00	14,00	12,00
Бахметьевская $Б_1$	0,87	7,5	5,8	14,50	8,57	—5,93
Бахметьевская бобриковского горизонта	1,23	6,1	4,5	11,25	7,33	—3,92
Бахметьевская турнейского яруса*	1,70	8,2	1,0	2,50	9,90	7,40
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	0,13	4,3	5,0	12,50	8,07	—4,43
Бахметьевская воронежского горизонта	0,34	8,0	6,7	16,75	8,34	—8,41
Жирновская верхнебашкирского подъяруса*	1,08	12,4	1,7	4,20	13,48	9,30
Жирновская нижнебашкирского подъяруса*	1,85	10,7	1,8	4,50	12,55	8,05
Жирновская $А_2^*$	1,00	7,0	1,6	4,00	8,00	4,00
Жирновская $Б_1$	0,60	4,7	4,7	11,75	6,45	—5,30
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	0	3,3	1,9	4,75	3,30	—1,45
Жирновская семилукского горизонта	0,10	2,0	5,1	12,75	2,10	—10,65
Коробковская верхнебашкирского подъяруса*	2,90	10,0	4,5	11,25	12,90	1,65
Коробковская бобриковского горизонта	0,85	4,6	4,8	12,00	5,45	—6,55
Новокоробковская	0,79	2,4	5,8	14,50	3,19	—11,31
Антиповско-балыклейская	0,30	7,6	4,6	11,50	7,90	—3,60
Кудиновская пашийского горизонта	0,80	2,2	6,5	16,25	3,00	—13,25
Кудиновская воробьевского горизонта	0,41	4,8	7,8	19,50	5,21	—14,29
Арчединская бобриковского горизонта*	0,71	5,3	1,8	4,50	6,01	1,51
Арчединская турнейского яруса*	1,46	8,5	1,0	2,50	9,96	7,46
Арчединская задонско-елецкого горизонта	Следы	6,8	4,2	10,50	6,80	—3,70
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	0,44	4,5	5,5	13,75	4,94	—8,81
Шляховская задонско-елецкого горизонта	1,10	6,0	5,5	13,75	7,10	—6,65
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	0,44	5,7	6,8	17,00	6,14	—10,86
Шляховская воробьевского горизонта	0,08	3,4	8,5	21,25	3,48	—17,77

* Из нефти могут быть получены битумы.

170. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Кленовская	II	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Бахметьевская $Б_1$	I	$Т_1$	$М_1$	$И_2$	$П_2$
Бахметьевская бобриковского горизонта	II	$Т_1$	—	—	$П_2$
Бахметьевская турнейского яруса	II	$Т_2$	—	—	$П_1$
Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Бахметьевская воронежского горизонта	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Жирновская верхнебашкирского подъяруса	II	$Т_1$	—	—	$П_2$
Жирновская нижнебашкирского подъяруса	II	$Т_2$	—	—	$П_1$
Жирновская $А_2$	I	$Т_2$	—	—	$П_1$
Жирновская $Б_1$	I	$Т_1$	$М_1$	$И_2$	$П_2$
Жирновская евлановско-ливенского горизонта	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Жирновская семилукского горизонта	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Коробковская верхнебашкирского подъяруса	II	$Т_1$	—	—	$П_2$
Коробковская бобриковского горизонта	II	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Новокоробковская	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Антиповско-балыклейская	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Кудиновская пашийского горизонта	I	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_3$
Кудиновская воробьевского горизонта	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Арчединская бобриковского горизонта	I	$Т_2$	—	—	$П_1$
Арчединская турнейского яруса	I	$Т_2$	$М_1$	$И_1$	$П_1$
Арчединская задонско-елецкого горизонта	I	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_2$
Арчединская евлановско-ливенского горизонта	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Шляховская задонско-елецкого горизонта	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Шляховская евлановско-ливенского горизонта	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Шляховская воробьевского горизонта	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$

171. Разгонка (ИТК) кленовской нефти (скважина № 32) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный							
1	До 28 (газ до C_4)	1,8	1,8	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	1,1	2,9	0,6546	1,3819	—	—	—	—	—
3	60—80	1,3	4,2	0,6918	1,3939	88	—	—	—	—
4	80—85	0,6	4,8	0,7109	1,3999	—	—	—	—	—
5	85—95	1,7	6,5	0,7246	1,4047	—	—	—	—	—
6	95—100	0,6	7,1	0,7321	1,4073	—	—	—	—	—
7	100—110	1,9	9,0	0,7386	1,4113	105	—	—	—	—
8	110—120	1,9	10,9	0,7523	1,4172	—	—	—	—	—
9	120—130	1,8	12,7	0,7550	1,4178	120	—	—	—	—
10	130—140	1,7	14,4	0,7610	1,4240	—	—	—	—	—
11	140—150	2,8	17,2	0,7711	1,4290	131	—	—	—	—
12	150—160	1,4	18,6	0,7790	1,4330	—	1,19	—	—	—
13	160—170	3,7	22,3	0,7864	1,4382	143	1,36	—	—	—
14	170—180	2,8	25,1	0,7962	1,4440	—	1,66	—	—	—
15	180—190	1,9	27,0	0,8040	1,4471	155	1,97	—	—	—
16	190—200	1,7	28,7	0,8072	1,4493	—	2,27	—	—	—
17	200—210	3,7	32,4	0,8112	1,4512	165	2,46	1,48	—	—50
18	210—220	3,2	35,6	0,8190	1,4555	—	3,05	1,72	—	—46
19	220—230	3,0	38,6	0,8253	1,4595	177	3,63	1,96	—	—42
20	230—240	1,5	40,1	0,8429	1,4676	—	3,93	2,10	—	—38
21	240—250	1,5	41,6	0,8436	1,4690	194	4,54	2,31	—	—32
22	250—260	1,4	43,0	0,8439	1,4696	—	5,16	2,59	—	—25
23	260—270	1,8	44,8	0,8444	1,4700	—	5,51	2,71	—	—22
24	270—280	2,2	47,0	0,8368	1,4685	226	6,69	3,15	—	—17
25	280—290	2,2	49,2	0,8401	1,4671	—	8,24	3,63	—	—14
26	290—300	1,7	50,9	0,8414	1,4681	245	8,87	3,96	—	—10
27	300—310	2,2	53,1	0,8463	1,4709	—	10,87	4,49	—	—6
28	310—320	3,7	56,8	0,8559	1,4757	263	14,00	5,43	—	—2
29	320—330	2,4	59,2	0,8618	1,4800	—	18,75	6,68	—	6
30	330—340	1,7	60,9	0,8654	1,4819	—	22,27	7,53	2,03	8
31	340—350	2,4	63,3	0,8684	1,4840	283	31,54	9,25	2,70	12
32	350—360	0,7	64,0	0,8747	1,4860	—	—	9,67	3,03	14
33	360—370	1,8	65,8	0,8760	1,4875	—	—	11,75	3,60	18
34	370—380	1,4	67,2	0,8779	1,4894	320	—	13,50	4,25	20
35	380—390	1,0	68,2	0,8792	1,4898	—	—	16,80	4,70	21
36	390—400	1,1	69,3	0,8810	1,4900	—	—	22,05	5,11	22
37	400—410	2,1	71,4	0,8845	1,4904	375	—	24,95	5,63	24
38	410—420	2,0	73,4	0,8890	1,4914	—	—	28,73	6,50	27
39	420—430	1,3	74,7	0,8921	1,4934	—	—	32,07	7,45	29
40	430—440	1,4	76,1	0,8951	1,4952	440	—	39,28	8,35	30
41	440—450	1,3	77,4	0,8980	1,4966	—	—	51,79	9,20	32
42	450—460	1,4	78,8	0,9000	1,4980	460	—	61,80	10,10	34
43	460—470	1,4	80,2	0,9015	1,4994	—	—	63,20	10,58	36
44	470—480	1,2	81,4	0,9023	1,5020	470	—	69,85	11,35	40
45	Остаток	18,6	100,0	0,9455	—	—	—	—	—	—

172. Разгонка (ИТК) жирновской нефти верхнебашкирского подъяруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	90—100	0,7	0,7	0,7287	1,4067	100	—	—	—	—	0,06
2	100—120	0,8	1,5	0,7568	1,4124	—	—	—	—	—	—
3	120—140	1,0	2,5	0,7660	1,4278	117	—	—	—	—	0,07
4	140—160	0,6	3,1	0,7800	1,4299	—	1,12	—	—	—	—
5	160—170	1,9	5,0	0,7898	1,4378	130	1,31	—	—	—	0,08
6	170—180	1,6	6,6	0,8005	1,4440	—	1,60	—	—	—	—
7	180—190	1,0	7,6	0,8080	1,4470	145	1,80	—	—	—	—
8	190—200	1,1	8,7	0,8150	1,4500	—	1,98	1,21	—	—	—
9	200—210	2,3	11,0	0,8270	1,4550	155	2,24	1,33	—	—	0,10
10	210—220	2,7	13,7	0,8378	1,4600	—	2,80	1,63	—	—	—
11	220—230	1,8	15,5	0,8435	1,4638	175	3,32	1,85	—	—	—
12	230—240	2,0	17,5	0,8475	1,4664	—	3,85	2,04	—	—51	0,18
13	240—250	2,7	20,2	0,8510	1,4690	191	4,40	2,28	—	—48	—
14	250—260	2,6	22,8	0,8550	1,4712	—	5,50	2,67	1,18	—45	—
15	260—270	2,2	25,0	0,8572	1,4737	212	6,80	3,08	1,29	—40	—
16	270—280	2,3	27,3	0,8594	1,4761	—	8,30	3,45	1,43	—34	0,23
17	280—290	3,3	30,6	0,8618	1,4780	231	10,25	4,00	1,65	—30	—
18	290—300	2,8	33,4	0,8630	1,4800	—	12,35	4,55	1,90	—25	—
19	300—310	3,0	36,4	0,8687	1,4820	269	14,50	5,20	2,18	—20	0,29
20	310—320	2,9	39,3	0,8730	1,4840	—	16,40	6,08	2,40	—15	—
21	320—330	3,1	42,4	0,8781	1,4869	289	19,00	7,25	2,90	—9	—
22	330—340	3,8	46,2	0,8827	1,4895	—	23,20	9,28	3,42	—3	0,41
23	340—350	2,2	48,4	0,8860	1,4902	325	—	11,60	3,90	2	—
24	350—360	2,5	50,9	0,8888	1,4910	—	—	13,60	4,28	6	—
25	360—370	2,9	53,8	0,8920	1,4921	340	—	16,70	4,72	9	0,57
26	370—380	2,7	56,5	0,8949	1,4948	—	—	21,30	5,26	14	—
27	380—390	2,5	59,0	0,8980	1,4972	368	—	—	5,84	17	0,61
28	390—400	2,1	61,1	0,9000	1,4995	—	—	—	6,50	19	—
29	400—410	2,9	64,0	0,9023	1,5017	400	—	—	7,35	21	0,64
30	410—420	2,8	66,8	0,9043	1,5035	—	—	—	8,75	23	—
31	420—430	3,0	69,8	0,9063	1,5048	413	—	—	10,80	25	0,69
32	430—440	3,3	73,1	0,9080	1,5062	—	—	—	14,40	26	—
33	440—450	2,4	75,5	0,9082	1,5076	425	—	—	22,30	24	0,74
34	Остаток	24,5	100,0	0,9406	—	—	—	—	—	—	1,47

173. Разгонка (ИТК) жирновской нефти нижнебашкирского подъяруса в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), % отдельных фракций	Выход (на нефть), % суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
1	135—150	1,6	1,6	0,7663	1,4235	116	—	—	—	—	0,04
2	150—160	0,9	2,5	0,8039	1,4408	—	1,41	—	—	—	—
3	160—170	1,0	3,5	0,8105	1,4432	—	1,60	—	—	—	—
4	170—180	1,1	4,6	0,8163	1,4466	145	1,70	—	—	—	0,10
5	180—190	1,4	6,0	0,8214	1,4505	—	1,76	—	—	—	—
6	190—200	1,2	7,2	0,8286	1,4543	158	2,00	—	—	—	0,12
7	200—210	1,6	8,8	0,8345	1,4575	—	2,20	—	—	—	—
8	210—220	1,6	10,4	0,8403	1,4605	169	2,45	1,23	—	—	—
9	220—230	1,4	11,8	0,8440	1,4630	—	2,73	1,41	—	—	0,13
10	230—240	0,8	12,6	0,8475	1,4650	182	3,09	1,65	—	—	—
11	240—250	3,2	15,8	0,8515	1,4678	—	3,70	1,98	—	—	—
12	250—260	2,2	18,0	0,8570	1,4719	204	5,00	2,48	—	—	—
13	260—270	3,1	21,1	0,8640	1,4772	—	6,38	2,91	1,30	—	0,20
14	270—280	0,9	22,0	0,8722	1,4820	226	7,40	3,41	1,48	—	—
15	280—290	2,4	24,4	0,8775	1,4847	—	8,70	3,78	1,60	—	—
16	290—300	2,9	27,3	0,8830	1,4880	246	10,80	4,45	1,80	—	—
17	300—310	2,3	29,6	0,8870	1,4902	—	13,71	5,40	2,00	—59	0,38
18	310—320	2,3	31,9	0,8900	1,4922	268	19,70	6,50	2,20	—55	—
19	320—330	2,1	34,0	0,8925	1,4947	—	24,00	7,75	2,40	—50	0,42
20	330—340	2,7	36,7	0,8960	1,4965	288	—	9,35	2,68	—45	—
21	340—350	1,7	38,4	0,8980	1,4978	—	—	11,02	2,99	—40	0,48
22	350—360	0,8	39,2	0,8992	1,4982	307	—	12,00	3,17	—38	—
23	360—370	4,0	43,2	0,9010	1,4995	—	—	14,71	3,49	—33	0,52
24	370—380	3,3	46,5	0,9050	1,5030	340	—	26,00	4,05	—25	—
25	380—390	3,1	49,6	0,9088	1,5055	—	—	—	4,72	—20	0,53
26	390—400	3,1	52,7	0,9121	1,5072	375	—	—	6,00	—17	—
27	400—410	2,5	55,2	0,9153	1,5082	—	—	—	7,35	—14	0,55
28	410—420	2,9	58,1	0,9182	1,5100	416	—	—	8,85	—13	—
29	420—430	1,9	60,0	0,9200	1,5124	—	—	—	10,50	—11	0,60
30	430—440	1,7	61,7	0,9220	1,5142	452	—	—	11,40	—10	—
31	440—450	1,5	63,2	0,9240	1,5152	—	—	—	12,20	—8	0,66
32	450—460	2,1	65,3	0,9265	1,5160	488	—	—	13,05	—5	—
33	Остаток	34,7	100,0	0,9705	—	—	—	—	—	—	1,18

174. Разгонка (ИТК) жирновской нефти евлановско-ливенского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный						
1	До 28 (газ до C_4)	2,3	2,3	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,5	4,8	0,6458	—	—	—	—	—
3	60—85	4,4	9,2	0,6937	—	—	—	—	—
4	85—95	2,7	11,9	0,7233	—	—	—	—	—
5	95—100	1,6	13,5	0,7290	—	—	—	—	—
6	100—110	4,1	17,6	0,7436	103	—	—	—	—
7	110—120	2,5	20,1	0,7455	—	—	—	—	—
8	120—130	3,7	23,8	0,7498	115	—	—	—	—
9	130—140	2,9	26,7	0,7664	—	—	—	—	—
10	140—150	3,6	30,3	0,7723	127	—	—	—	—
11	150—160	2,1	32,4	0,7758	—	1,08	—	—	—
12	160—170	2,7	35,1	0,7780	138	1,18	—	—	—
13	170—180	3,3	38,4	0,7825	—	1,20	—	—	—
14	180—190	3,2	41,6	0,7888	144	1,33	1,09	—	—
15	190—200	2,7	44,3	0,8010	—	1,48	1,31	—	—50
16	200—210	3,1	47,4	0,8070	163	2,17	1,52	—	—46
17	210—220	3,4	50,8	0,8132	—	2,62	1,56	—	—40
18	220—230	3,0	53,8	0,8252	185	2,97	1,70	—	—36
19	230—240	2,7	56,5	0,8262	—	3,51	1,93	—	—28
20	240—250	2,1	58,6	0,8281	201	4,07	2,17	—	—24
21	250—260	2,2	60,8	0,8299	—	4,74	2,41	—	—18
22	260—270	2,1	62,9	0,8314	222	5,61	2,75	—	—14
23	270—280	2,2	65,1	0,8321	—	6,52	3,07	—	—12
24	280—290	1,7	66,8	0,8326	235	7,52	3,46	—	—8
25	290—300	1,6	68,4	0,8347	—	8,62	3,74	—	—4
26	300—310	3,3	71,7	0,8417	261	9,61	4,44	1,35	0
27	310—320	1,4	73,1	0,8482	—	10,69	5,42	1,63	6
28	320—330	1,8	74,9	0,8523	280	15,93	6,03	1,88	9
29	330—340	1,6	76,5	0,8542	—	19,66	6,83	2,12	12
30	340—350	1,9	78,4	0,8584	290	24,49	8,29	2,42	16
31	350—360	1,4	79,8	0,8610	—	—	9,28	2,80	18
32	360—370	1,6	81,4	0,8643	315	—	10,95	3,23	19
33	370—380	1,6	83,0	0,8680	—	—	13,20	3,80	21
34	380—390	1,4	84,4	0,8720	360	—	18,50	4,22	22
35	390—400	1,3	85,7	0,8750	—	—	23,00	4,80	26
36	400—410	1,5	87,2	0,8784	400	—	28,00	5,50	28
37	410—420	1,2	88,4	0,8828	—	—	—	6,25	31
38	420—430	1,2	89,6	0,8873	435	—	—	7,35	33
39	430—440	0,4	91,0	0,8900	—	—	—	8,25	36
40	440—450	1,2	92,2	0,8920	470	—	—	10,50	38
41	Остаток	7,8	100,0	0,9192	—	—	—	—	—

175. Разгонка (ИТК) коробковской нефти верхнебашкирского подъяруса (скважина № 16) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							
1	35—73	2,44	2,44	0,6796	81	—	—	—	—	отс.
2	73—92	2,56	5,00	0,7132	—	—	—	—	—	—
3	92—106	2,62	7,62	0,7381	—	—	—	—	—	—
4	106—123	3,06	10,68	0,7545	—	—	—	—	—	0,05
5	123—138	2,75	13,43	0,7659	117	1,00	—	—	—	—
6	138—164	2,75	16,18	0,7720	—	1,09	—	—	—	—
7	164—170	2,81	18,99	0,7778	—	1,20	—	—	—	0,11
8	170—180	2,88	21,87	0,7841	—	1,28	1,00	—	<—65	—
9	180—195	2,88	24,75	0,7896	—	1,51	1,10	—	—	—
10	195—206	2,94	27,69	0,7950	162	1,69	1,29	—	—57	0,17
11	206—218	3,00	30,69	0,8004	—	1,98	1,37	—	—53	—
12	218—230	2,81	33,50	0,8049	—	2,40	1,50	—	—47	—
13	230—244	2,88	36,38	0,8104	—	2,79	1,68	—	—42	0,24
14	244—256	2,81	39,19	0,8151	200	3,50	1,91	0,97	—35	—
15	256—270	3,00	42,19	0,8205	—	4,05	2,06	1,01	—30	—
16	270—286	3,06	45,25	0,8253	—	5,00	2,49	1,09	—22	0,30
17	286—300	2,94	48,19	0,8310	—	5,92	2,75	1,29	—18	—
18	300—312	2,88	51,07	0,8369	—	7,42	3,46	1,54	—11	—
19	312—331	3,00	54,07	0,8431	262	9,55	4,06	1,73	—5	0,39
20	331—346	3,18	57,25	0,8506	—	13,01	5,18	2,23	2	—
21	346—364	3,31	60,56	0,8588	—	18,90	6,25	2,71	8	0,44
22	364—390	3,18	63,74	0,8670	—	31 58	8,42	3,51	15	—
23	390—413	3,25	66,99	0,8756	350	—	12,40	4,39	20	—
24	413—441	3,25	70,24	0,8820	—	—	21,38	5,40	26	0,59
25	441—474	3,18	73,42	0,8900	—	—	29,97	6,62	30	0,68
26	474—495	3,12	76,54	0,8964	420	—	39,60	8,04	34	0,77
27	Остаток	23,46	100,00	—	—	—	—	—	—	—

176. Разгонка (ИТК) антиповско-балыклейской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный						
1	До 28 (газ до C_4)	0,8	0,8	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,3	3,1	0,6677	—	—	—	—	—
3	60—70	2,7	5,8	0,6880	85	—	—	—	—
4	70—80	2,0	7,8	0,6965	—	—	—	—	—
5	80—90	1,4	9,2	0,7282	94	—	—	—	—
6	90—100	2,6	11,8	0,7338	—	—	—	—	—
7	100—110	2,6	14,4	0,7406	105	—	—	—	—
8	110—120	2,3	16,7	0,7473	—	—	—	—	—
9	120—130	2,7	19,4	0,7530	114	—	—	—	—
10	130—140	2,8	22,2	0,7597	—	0,89	—	—	—
11	140—150	2,7	24,9	0,7684	125	0,94	—	—	—
12	150—160	2,8	27,7	0,7722	—	1,03	—	—	—
13	160—170	2,7	30,4	0,7797	137	1,27	—	—	—
14	170—180	2,8	33,2	0,7864	—	1,31	0,87	—	—
15	180—190	2,5	35,7	0,7892	148	1,49	0,98	—	—
16	190—200	2,5	38,2	0,7954	—	1,74	1,12	—	—
17	200—210	3,4	41,6	0,8076	162	2,35	1,35	—	—50
18	210—220	2,5	44,1	0,8121	—	2,53	1,49	—	—47
19	220—230	3,2	47,3	0,8206	176	2,99	1,74	—	—39
20	230—240	1,4	48,7	0,8256	—	3,52	1,97	—	—27
21	240—250	1,5	50,2	0,8281	190	3,79	2,06	—	—27
22	250—260	1,6	51,8	0,8312	—	4,40	2,21	—	—26
23	260—270	1,6	53,4	0,8348	206	5,09	2,81	—	—20
24	270—280	1,6	55,0	0,8367	—	6,05	2,91	—	—17
25	280—290	1,6	56,6	0,8374	224	6,35	2,97	—	—16
26	290—300	1,8	58,4	0,8388	—	8,80	3,85	1,62	—9
27	300—310	1,6	60,0	0,8434	276	10,68	4,43	1,82	—5
28	310—320	1,5	61,5	0,8513	—	13,32	5,16	2,05	1
29	320—330	1,8	63,3	0,8618	291	17,21	6,22	2,40	6
30	330—340	1,7	65,0	0,8632	—	22,60	7,49	2,61	9
31	340—350	1,7	66,7	0,8648	321	28,32	9,18	2,97	11
32	350—360	1,7	68,4	0,8678	—	—	11,55	3,50	14
33	360—370	1,6	70,0	0,8715	350	—	14,50	3,98	18
34	370—380	1,4	71,4	0,8740	—	—	15,90	4,30	20
35	380—390	1,4	72,8	0,8765	370	—	18,00	4,80	22
36	390—400	1,6	74,4	0,8795	—	—	20,70	5,35	25
37	400—410	1,4	75,8	0,8840	390	—	22,55	5,92	27
38	410—420	1,4	77,2	0,8880	—	—	24,40	6,60	30
39	420—430	1,6	78,8	0,8920	412	—	26,00	7,25	32
40	430—440	1,2	80,0	0,8961	—	—	—	8,70	35
41	440—450	1,1	81,1	0,8992	440	—	—	9,48	36
42	450—460	1,5	82,6	0,9030	—	—	—	10,60	38
43	460—470	1,4	84,0	0,9070	473	—	—	11,90	40
44	470—480	1,1	85,1	0,9102	—	—	—	13,30	41
45	Остаток	14,9	100,0	0,9381	—	—	—	—	—

177. Разгонка (ИТК) кудиновской нефти пашийского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	1,5	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,1	3,6	0,6444	1,3896	—	—	—	—	—	—
3	60—70	2,0	5,6	0,6908	1,4027	87	—	—	—	—	—
4	70—80	1,2	6,8	0,7210	1,4067	—	—	—	—	—	—
5	80—90	1,0	7,8	0,7290	1,4105	94	—	—	—	—	—
6	90—100	3,0	10,8	0,7360	1,4129	—	—	—	—	—	Следы
7	100—110	2,5	13,3	0,7406	1,4155	105	—	—	—	—	—
8	110—120	2,3	15,6	0,7446	1,4188	—	—	—	—	—	—
9	120—130	2,4	18,0	0,7486	1,4246	118	—	—	—	—	—
10	130—140	2,3	20,3	0,7587	1,4288	—	—	—	—	—	0,01
11	140—150	2,4	22,7	0,7663	1,4314	127	—	—	—	—	—
12	150—160	2,4	25,1	0,7716	1,4350	—	1,04	—	—	—	—
13	160—170	2,4	27,5	0,7780	1,4375	137	1,15	—	—	—	0,01
14	170—180	2,4	29,9	0,7837	1,4390	—	1,34	0,94	—	—	—
15	180—190	2,7	32,6	0,7862	1,4412	150	1,46	0,96	—	—	—
16	190—200	1,9	34,5	0,7914	1,4478	—	1,64	1,08	—	—	0,01
17	200—210	2,7	37,2	0,7990	1,4500	164	1,80	1,18	—	—50	—
18	210—220	2,4	39,6	0,8062	1,4530	—	2,18	1,33	—	—44	—
19	220—230	2,4	42,0	0,8110	1,4559	179	2,54	1,50	—	—38	0,02
20	230—240	2,0	44,0	0,8149	1,4582	—	2,95	1,70	—	—32	—
21	240—250	2,2	46,2	0,8181	1,4600	194	3,30	1,82	1,06	—30	—
22	250—260	2,3	48,5	0,8220	1,4619	—	3,77	2,10	1,15	—26	0,03
23	260—270	2,3	50,8	0,8258	1,4629	210	4,40	2,32	1,19	—23	—
24	270—280	2,1	52,9	0,8290	1,4635	—	5,15	2,60	1,25	—20	—
25	280—290	2,4	55,3	0,8310	1,4650	228	6,10	2,92	1,36	—16	0,04
26	290—300	2,6	57,9	0,8335	1,4670	—	7,25	3,39	1,51	—12	—
27	300—310	2,1	60,0	0,8360	1,4698	246	8,70	3,82	1,69	—9	—
28	310—320	2,0	62,0	0,8400	1,4720	—	10,25	4,35	1,84	—5	0,07
29	320—330	1,8	63,8	0,8450	1,4731	264	12,10	4,98	2,03	0	—
30	330—340	0,9	64,7	0,8480	1,4742	—	14,15	5,45	2,18	3	—
31	340—350	1,5	66,2	0,8500	1,4755	288	15,90	5,95	2,30	6	0,08
32	350—360	1,4	67,6	0,8525	1,4775	—	18,20	6,75	2,49	9	—
33	360—370	3,2	70,8	0,8565	1,4800	318	25,10	7,90	2,75	13	—
34	370—380	1,9	72,7	0,8614	1,4830	—	—	9,80	3,18	17	0,09
35	380—390	1,6	74,3	0,8650	1,4845	332	—	11,50	3,50	20	—
36	390—400	2,9	77,2	0,8695	1,4868	—	—	15,10	4,19	24	—
37	400—410	1,0	78,2	0,8736	1,4882	375	—	18,70	4,93	27	0,10
38	410—420	1,7	79,9	0,8765	1,4897	—	—	22,70	5,42	28	—
39	420—430	1,8	81,7	0,8800	1,4910	410	—	33,00	6,20	32	—
40	430—440	1,7	83,4	0,8825	1,4928	—	—	—	7,00	34	0,14
41	440—450	1,4	84,8	0,8848	1,4949	440	—	—	7,80	36	—
42	450—460	1,4	86,2	0,8868	1,4970	—	—	—	8,65	38	—
43	460—470	0,9	87,1	0,8880	1,4988	475	—	—	9,75	39	—
44	470—480	1,1	88,2	0,8895	1,5000	—	—	—	12,50	40	0,16
45	Остаток	11,8	100,0	0,9315	—	—	—	—	—	—	0,21

178. Разгонка (ИТК) кудиновской нефти воробьевского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,8	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,1	2,9	0,6583	1,3739	77	—	—	—	—	—
3	60—70	1,4	4,3	0,6913	1,3800	—	—	—	—	—	0,008
4	70—80	0,9	5,2	0,6963	1,3988	—	—	—	—	—	—
5	80—90	1,8	7,0	0,7070	1,4040	—	—	—	—	—	0,012
6	90—100	2,5	9,5	0,7260	1,4085	97	—	—	—	—	—
7	100—110	1,3	10,8	0,7370	1,4148	—	—	—	—	—	0,015
8	110—120	1,5	12,3	0,7435	1,4160	—	—	—	—	—	—
9	120—130	2,2	14,5	0,7530	1,4242	—	—	—	—	—	0,015
10	130—140	1,9	16,4	0,7636	1,4272	121	—	—	—	—	—
11	140—150	2,1	18,5	0,7680	1,4302	—	—	—	—	—	—
12	150—160	1,7	20,2	0,7722	1,4315	—	—	—	—	—	0,017
13	160—170	2,5	22,7	0,7765	1,4362	—	1,24	—	—	—	—
14	170—180	2,4	25,1	0,7823	1,4375	—	1,39	—	—	—57	0,017
15	180—190	2,2	27,3	0,7880	1,4400	150	1,58	—	—	—50	—
16	190—200	2,3	29,6	0,7924	1,4430	—	1,77	—	—	—44	0,018
17	200—210	2,2	31,8	0,8000	1,4474	—	2,06	1,21	—	—40	—
18	210—220	2,2	34,0	0,8065	—	172	2,33	1,30	—	—36	0,019
19	220—230	1,8	35,8	0,8112	1,4535	—	2,68	1,50	—	—32	—
20	230—240	1,6	37,4	0,8155	—	184	2,98	1,66	—	—28	0,02
21	240—250	2,4	39,8	0,8205	1,4600	—	3,37	1,85	—	—24	—
22	250—260	2,7	42,5	0,8260	—	—	4,00	2,07	—	—19	—
23	260—270	2,3	44,8	0,8312	1,4628	209	4,85	2,35	—	—15	0,05
24	270—280	1,8	46,6	0,8350	—	—	5,45	2,63	1,30	—11	—
25	280—290	2,2	48,8	0,8380	1,4652	—	6,16	2,90	1,40	—8	—
26	290—300	1,8	50,6	0,8412	—	224	6,80	3,25	1,51	—4	0,07
27	300—310	2,2	52,8	0,8445	1,4682	—	7,50	3,60	1,61	—2	—
28	310—320	1,9	54,7	0,8480	—	—	—	4,10	1,80	1	—
29	320—330	2,6	57,3	0,8530	1,4746	262	—	5,00	2,00	4	0,08
30	330—340	2,6	59,9	0,8575	—	—	—	6,00	2,20	8	—
31	340—350	2,9	62,8	0,8633	1,4818	—	—	7,32	2,52	12	—
32	350—360	1,7	64,5	0,8675	—	307	—	8,60	2,81	15	0,45
33	360—370	2,3	66,8	0,8710	1,4840	—	—	9,90	3,10	18	—
34	370—380	3,0	69,8	0,8753	—	—	—	13,4	3,54	22	—
35	380—390	1,0	70,8	0,8795	1,4892	350	—	18,7	3,98	25	0,48
36	390—400	1,6	72,4	0,8820	—	—	—	—	4,23	27	—
37	400—410	2,4	74,8	0,8858	1,4945	—	—	—	5,05	31	—
38	410—420	1,1	75,9	0,8895	—	396	—	—	6,40	34	—
39	420—430	1,5	77,4	0,8918	1,4981	—	—	—	7,50	37	0,55
40	430—440	1,7	79,1	0,8950	—	419	—	—	10,20	40	—
41	440—450	1,7	80,8	0,9008	1,5036	—	—	—	12,20	42	0,60
42	450—460	1,9	82,7	0,9030	—	452	—	—	15,00	44	—
43	Остаток	17,3	100,0	0,9422	—	—	—	—	—	—	0,78

179. Разгонка (ИТК) шляховской нефти задонско-елецкого горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	1,1	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,8	3,9	0,6819	1,3692	—	—	—	—	—	—
3	60—70	1,5	5,4	0,6953	1,3857	87	—	—	—	—	—
4	70—80	0,8	6,2	0,7246	1,3983	—	—	—	—	—	—
5	80—90	1,7	7,9	0,7274	1,4037	95	—	—	—	—	—
6	90—100	3,6	11,5	0,7308	1,4050	—	—	—	—	—	—
7	100—110	2,1	13,6	0,7409	1,4098	104	—	—	—	—	0
8	110—120	2,5	16,1	0,7419	1,4120	—	—	—	—	—	—
9	120—130	2,6	18,7	0,7479	1,4161	118	—	—	—	—	—
10	130—140	1,9	20,6	0,7598	1,4227	—	0,91	—	—	—	0,005
11	140—150	2,3	22,9	0,7654	1,4255	127	1,04	—	—	—	—
12	150—160	2,1	25,0	0,7731	1,4299	—	1,07	—	—	—	—
13	160—170	2,4	27,4	0,7832	1,4360	137	1,20	—	—	—	—
14	170—180	1,9	29,3	0,7865	1,4380	—	1,31	0,90	—	—	—
15	180—190	1,5	30,8	0,7924	1,4405	149	1,49	0,99	—	—	—
16	190—200	1,6	32,4	0,7998	1,4438	—	1,65	1,07	—	—	—
17	200—210	1,6	34,0	0,8059	1,4484	163	1,91	1,20	—	—59	0,01
18	210—220	1,7	35,7	0,8093	1,4505	—	2,08	1,30	—	—55	—
19	220—230	2,2	37,9	0,8148	1,4536	178	2,36	1,42	—	—50	—
20	230—240	2,3	40,2	0,8205	1,4569	—	2,75	1,60	—	—43	—
21	240—250	1,2	41,4	0,8257	1,4598	192	3,10	1,76	0,81	—38	—
22	250—260	2,2	43,6	0,8302	1,4620	—	3,48	1,90	0,90	—34	0,02
23	260—270	1,9	45,5	0,8348	1,4650	207	4,00	2,19	1,00	—30	—
24	270—280	1,9	47,4	0,8380	1,4669	—	4,46	2,44	1,11	—27	—
25	280—290	1,9	49,3	0,8403	1,4683	225	5,00	2,72	1,24	—24	0,04
26	290—300	2,1	51,4	0,8433	1,4703	—	6,10	3,11	1,40	—20	—
27	300—310	1,8	53,2	0,8465	1,4721	244	7,85	3,58	1,55	—16	—
28	310—320	1,9	55,1	0,8500	1,4740	—	9,70	4,14	1,73	—10	0,07
29	320—330	1,0	56,1	0,8528	1,4753	262	11,25	4,60	1,85	—6	—
30	330—340	1,4	57,5	0,8558	1,4770	—	12,65	5,00	2,00	—3	—
31	340—350	1,7	59,2	0,8604	1,4789	285	15,00	5,78	2,24	2	0,09
32	350—360	1,3	60,5	0,8636	1,4808	—	18,20	6,60	2,45	5	—
33	360—370	1,5	62,0	0,8663	1,4825	310	21,50	7,40	2,64	8	—
34	370—380	1,8	63,8	0,8691	1,4842	—	27,00	8,65	2,93	12	0,01
35	380—390	1,3	65,1	0,8720	1,4860	320	—	10,00	3,20	16	—
36	390—400	2,6	67,7	0,8758	1,4882	—	—	12,35	3,66	20	—
37	400—410	1,1	68,9	0,8795	1,4904	345	—	14,15	4,10	23	0,14
38	410—420	1,2	70,1	0,8830	1,4929	—	—	16,40	4,50	25	—
39	420—430	1,2	71,3	0,8868	1,4950	365	—	18,90	5,10	27	—
40	430—440	1,6	72,9	0,8913	1,4980	—	—	26,00	5,90	29	0,18
41	440—450	0,9	73,8	0,8950	1,5003	393	—	—	6,65	31	—
42	450—460	1,1	74,9	0,8965	1,5018	—	—	—	7,30	32	—
43	460—470	1,0	75,9	0,8977	1,5030	425	—	—	8,15	33	0,19
44	470—480	1,0	76,9	0,8982	1,5044	—	—	—	9,16	35	—
45	Остаток	23,1	100,0	0,9458	—	—	—	—	—	—	0,28

180. Разгонка (ИТК) шляховской нефти воробьевского горизонта в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	1,3	1,3	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	3,1	4,4	0,6335	—	—	—	—	—	—	—
3	60—70	3,3	7,7	0,6705	1,3815	89	—	—	—	—	Следы
4	70—80	1,5	9,2	0,6938	1,3894	—	—	—	—	—	—
5	80—90	1,6	10,8	0,7100	1,3980	97	—	—	—	—	—
6	90—100	4,3	15,1	0,7176	1,4023	—	—	—	—	—	0,005
7	100—110	2,3	17,4	0,7326	1,4093	107	—	—	—	—	—
8	110—120	1,9	19,3	0,7357	1,4114	—	—	—	—	—	—
9	120—130	2,9	22,2	0,7362	1,4134	119	—	—	—	—	—
10	130—140	2,1	24,3	0,7556	1,4270	—	—	—	—	—	—
11	140—150	2,3	26,6	0,7584	1,4279	128	—	—	—	—	—
12	150—160	2,2	28,8	0,7577	1,4326	—	—	—	—	—	0,008
13	160—170	2,3	31,1	0,7696	1,4329	138	—	—	—	—	—
14	170—180	1,9	33,0	0,7713	1,4338	—	1,12	0,87	—	—	—
15	180—190	2,0	35,0	0,7727	1,4354	153	1,42	0,96	—	—	—
16	190—200	2,3	37,3	0,7763	1,4372	—	1,57	1,05	—	—	0,01
17	200—210	1,5	38,8	0,7845	1,4412	166	1,88	1,15	—	—42	—
18	210—220	1,5	40,3	0,7935	1,4441	—	1,94	1,23	—	—37	—
19	220—230	2,0	42,3	0,7980	1,4469	181	2,19	1,36	—	—32	—
20	230—240	2,0	44,3	0,8013	1,4490	—	2,52	1,51	—	—28	—
21	240—250	2,0	46,3	0,8077	1,4523	195	2,90	1,71	0,90	—22	0,02
22	250—260	2,1	48,4	0,8136	1,4555	—	3,38	1,95	1,00	—18	—
23	260—270	2,0	50,4	0,8180	1,4583	211	3,90	2,19	1,10	—14	—
24	270—280	1,9	52,3	0,8218	1,4600	—	4,55	2,44	1,20	—10	0,04
25	280—290	1,9	54,2	0,8240	1,4611	229	5,30	2,70	1,30	—6	—
26	290—300	1,8	56,0	0,8275	1,4625	—	6,40	3,03	1,41	—2	—
27	300—310	1,7	57,7	0,8305	1,4636	249	7,30	3,36	1,56	1	0,09
28	310—320	1,7	59,4	0,8350	1,4660	—	8,25	3,72	1,68	4	—
29	320—330	0,8	60,2	0,8385	1,4693	266	9,05	4,05	1,75	6	—
30	330—340	1,9	62,1	0,8428	1,4729	—	10,50	4,47	1,88	9	—
31	340—350	1,7	63,8	0,8464	1,4750	289	12,70	5,00	2,02	12	0,17
32	350—360	1,8	65,6	0,8492	1,4760	—	15,10	5,58	2,21	15	—
33	360—370	0,7	66,3	0,8509	1,4770	308	—	6,06	2,35	18	—
34	370—380	2,8	69,1	0,8523	1,4779	—	—	6,98	2,60	20	—
35	380—390	1,5	70,6	0,8552	1,4794	315	—	8,12	2,90	26	0,20
36	390—400	1,5	72,1	0,8573	1,4802	—	—	9,40	3,12	29	—
37	400—410	1,8	73,9	0,8610	1,4807	340	—	10,83	3,41	31	—
38	410—420	1,9	75,8	0,8639	1,4814	—	—	12,70	3,83	34	—
39	420—430	1,4	77,2	0,8654	1,4838	360	—	14,35	4,12	37	0,24
40	430—440	1,4	78,6	0,8663	1,4850	—	—	15,85	4,60	39	—
41	440—450	1,6	80,2	0,8672	1,4865	390	—	17,62	5,10	42	—
42	450—460	1,4	81,6	0,8682	1,4880	—	—	20,20	5,72	45	—
43	460—470	1,6	83,2	0,8690	1,4892	415	—	22,50	6,25	47	0,29
44	470—480	1,1	84,3	0,8704	1,4910	—	—	—	6,90	50	—
45	Остаток	15,7	100,0	0,9135	—	—	—	—	—	—	0,39

V. НЕФТИ АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ И КАЛМЫЦКОЙ АССР

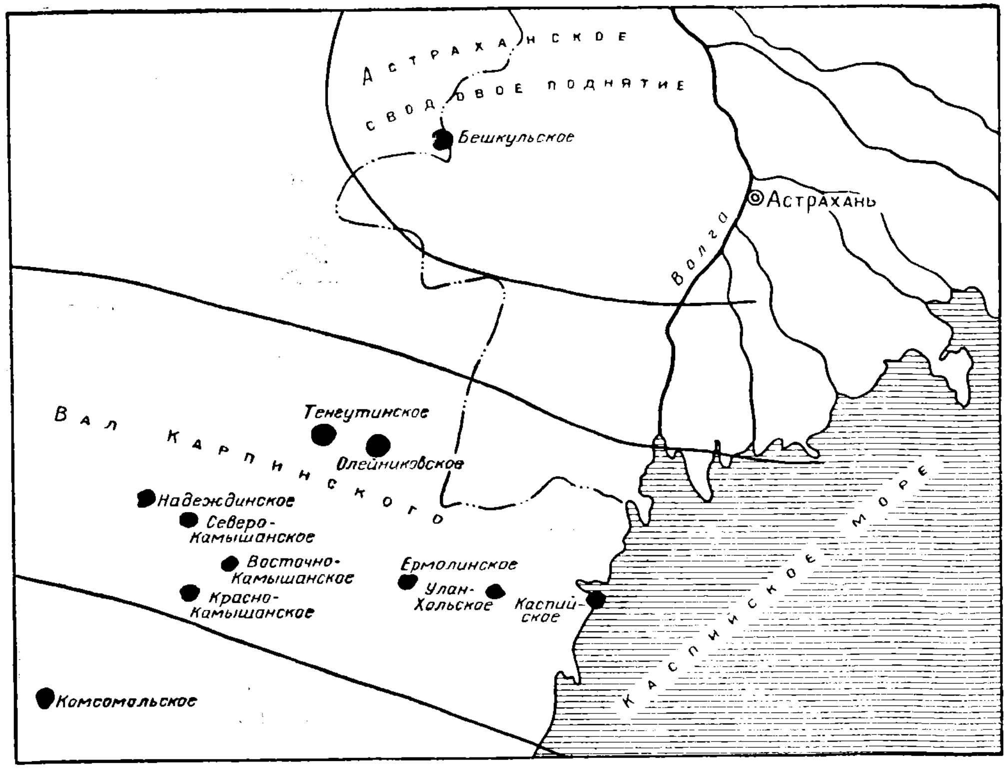

Рис. 5. Схема размещения нефтяных месторождений Астраханской области и Калмыцкой АССР.

На территории Астраханской области и Калмыцкой АССР открыт ряд газовых, нефтяных, а также смешанных газоконденсатных, газонефтяных и газонефтеконденсатных месторождений. Из них газонефтяными месторождениями являются Тенгутинское и Олейниковское, нефтяными — Бешкульское, Каспийское, Северо-Камышанское, Восточно-Камышанское, Комсомольское, Надеждинское, Ермолинское; Улан-Хольское и Красно-Камышанское месторождения — газонефтеконденсатные.

Нефтяные месторождения Астраханской области и Калмыцкой АССР приурочены к сводовой части и южным склонам вала Карпинского. Залежи нефти и газа относятся к типу пластовых сводовых и тектонически экранированных; они связаны с нижнемеловыми и юрскими отложениями.

Нефти Астраханской области и Калмыцкой АССР в основном малосернистые и малосмолистые и очень близки по своим свойствам. Содержание серы в них изменяется от 0,05 до 0,43%, смол силикагелевых — от 2,8 до 5,7%. Более высоким содержанием серы отличаются уланхольская и надеждинская нефти — 0,60 и 0,82% и очень высоким бешкульская нефть — 1,68%. В этих нефтях повышенное содержание смолистых веществ (силикагелевых смол соответственно 6,9, 9,1 и 9,0%; асфальтенов — 0,25, 1,85 и 0,30%). Все нефти, за исключением олейниковской (I структура) и бешкульской, содержат очень высокий процент парафина — от 11,0 до 26,0% (температура плавления парафина 51—57 °С). В олейниковской (I структура) и бешкульской нефтях парафина соответственно 6,3 и 3,8%.

Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, в нефтях, за исключением бешкульской, высокий — 20,8÷43,6%; выход фракций, выкипающих до 350 °С, от 52,3 до 81,6%.

В бензиновых фракциях всех нефтей преобладают парафиновые углеводороды, вследствие чего октановые числа их невысокие. Особенно низкие октановые числа у бензиновых фракций комсомольской нефти, в которых до 83% парафиновых углеводородов (для фракции н. к. — 200 °С октановое число — 20).

Бензиновые фракции олейниковской нефти содержат небольшой процент ароматических углеводородов, что позволяет использовать их для получения бензинов-растворителей без очистки от ароматических углеводородов. Повышенным содержанием ароматических углеводородов отличаются только фракции краснокамышанской нефти (во фракции 28—200 °С — 17%).

По содержанию нафтеновых углеводородов наиболее благоприятным сырьем для каталитического риформинга являются фракции олейниковской нефти. Так, во фракции, выкипающей в пределах 85 — 180 °С, содержится до 54% нафтеновых углеводородов. Содержание серы в этой фракции составляет 0,007%.

Дистилляты осветительных керосинов, выделенные из большинства рассматриваемых нефтей, обладают хорошими фотометрическими свойствами (высота некоптящего пламени 23—30 *мм*) и небольшим содержанием серы (0,02—0,08%).

Дистилляты дизельных топлив нефтей, за исключением олейниковской и бешкульской, характеризуются высокими температурами застывания. Дистиллят дизельного топлива бешкульской нефти содержит большое количество серы — 1,47%, вследствие чего не может быть использован для получения дизельного топлива без соответствующей очистки.

Базовые дистиллятные и остаточные масла олейниковской и комсомольской нефтей характеризуются высокими индексами вязкости.

В справочнике представлены данные об исследовании конденсата Улан-Хольского месторождения. Конденсат содержит небольшое количество серы — 0,13% и высокий процент силикагелевых смол — 7%.

Содержание в конденсате фракций, выкипающих до 200 °С, — 64,6%, выкипающих до 350 °С, — 85,7%.

181. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Ярус, подъярус, надъярус	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °С: с обработкой	Температура застывания, °С: без обработки	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*: при 38° С	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*: при 50° С
Бешкульская	Байосский ярус	1374—1376	17	0,8787	190	13,54	5,50	—40	—	< —35	—	—
Тенгутинская	Нижнеальбский подъярус	1043—1044	72	0,8161	165	—	2,55	18	—	< —12	102	182
Олейниковская, I структура	Нижнеальбский подъярус	—	Смесь нефтей	0,8144	197	4,59	2,50	—33	—18	< —35	—	—
Олейниковская, III структура	Нижнеальбский подъярус	—	153	0,8180	177	6,08	2,73	18	14	То же	—	—
Олейниковская	Нижнеальбский подъярус	—	Товарная	0,8214	188	6,51	2,27	—32	—14	—31	—	—
Северокамышанская	Нижнеаптский подъярус	2203—2204	1	0,8200	204	—	3,46	20	—	< —40	—	—
Надеждинская	Нижнеаптский подъярус	2234—2236	6	0,8201	194	—	3,42	22	—	< —35	—	—
Краснокамышанская	Нижнеаптский подъярус	2238—2242	29	0,8202	205	—	3,74	21	—	То же	—	—
Восточнокамышанская	Нижнеаптский подъярус	2220—2230	1	0,8329	210	—	4,64	24	—	» »	—	—
Комсомольская	Байосский ярус	2800—2804	1	0,7995	262	—	3,52	30	—	» »	—	196
Каспийская	Байосский ярус	2287—2308	14	0,8109	224	—	5,24	30	—	< —12	—	212
Уланхольский конденсат	Нижнеаптский подъярус	—	42(1)	0,7628	132	1,39	0,88	—	—	—	115	220
Уланхольская	Неокомский надъярус	2166—2172	8	0,7976	152	2,42	1,50	—	—16	< —35	102	164
Ермолинская	Нижнеаптский подъярус	2215—2217	52	0,8155	169	4,33	2,20	15	—	То же	129	230

Продолжение

Нефть	Парафин: содержание, %	Парафин: температура плавления, °С	Содержание, %: серы	Содержание, %: азота	Содержание, %: смол сернокислотных	Содержание, %: смол силикагелевых	Содержание, %: асфальтенов	Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %: до 200° С	Выход фракций, вес. %: до 350° С
Бешкульская	3,8	55	1,68	0,04	14	9,0	0,30	1,55	0,020	0,09	15,4	59,3
Тенгутинская	16,2	57	0,25	—	14	3,9	1,10	1,27	0,024	0,05	32,5	63,7
Олейниковская, I структура	6,3	65	0,30	—	9	3,3	1,80	1,00	0,010	0,04	36,5	66,5
Олейниковская, III структура	9,0	50	0,37	—	17	2,8	1,80	1,03	0,070	—	28,7	61,3
Олейниковская товарная	6,7	56	0,34	—	7	3,6	1,80	1,01	0,020	0,05	33,0	65,5
Северокамышанская	21,6	55	0,26	0,06	22	4,9	1,34	1,23	0,040	0,31	23,8	57,3
Надеждинская	17,4	52	0,82	0,03	17	9,1	1,85	1,75	0,030	0,04	25,8	60,2
Краснокамышанская	19,0	54	0,24	0,02	24	5,7	0,68	1,45	0,040	0,35	28,9	61,2
Восточнокамышанская	17,7	51	0,30	0,01	17	10,4	1,96	1,82	1,190	0,03	20,8	58,2
Комсомольская	22,0	52	0,05	0,02	11	6,7	0,40	0,31	0,020	0,12	24,8	57,6
Каспийская	26,0	57	0,26	—	18	3,6	2,50	1,89	0,380	0,02	24,8	52,3
Уланхольский конденсат	—	—	0,13	—	13	7,0	0,01	—	0,001	0,08	64,6	85,7 (до 320° С)
Уланхольская	11,0	50	0,60	0	9	6,9	0,25	—	0,050	0,06	43,6	81,6
Ермолинская	15,3	51	0,43	0,03	24	5,4	1,25	0,90	0,338	0,08	30,0	71,7

182. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	Н. К., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Бешкульская	62	6	8	10	12	14	16	22	26	29	38	45
Тенгутинская	63	11	18	22	24	29	34	38	42	45	52	57
Олейниковская, I структура	53	16	23	26	30	35	41	45	50	51	57	61
Олейниковская, III структура	56	10	15	18	21	24	28	33	38	40	47	52
Олейниковская товарная	58	17	23	25	27	34	37	41	46	49	55	60
Северокамышанская	56	9	13	16	18	22	26	30	34	36	44	50
Надеждинская	67	7	12	14	16	21	25	29	33	38	43	49
Краснокамышанская	67	6	11	13	16	20	23	27	34	38	44	50
Восточнокамышанская	92	2	6	8	10	15	19	24	28	31	38	46
Комсомольская	57	13	18	19,5	20,5	23,5	27	31	34	36,5	43,5	49
Каспийская	53	14	16	18	21	24	27	30	33	34	43	48
Уланхольский конденсат	50	32	45	48	52	59	67	70	75	77	83	87
Уланхольская	63	11	19	24	27	34	41	47	53	59	64	67
Ермолинская	63	5	11	13	15	21	26,5	33	38	45	52	59

183. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Бешкульская	17,50	13,54	10,00	5,94	5,60
Тенгутинская	—	9,40	5,69	3,66	2,55
Олейниковская, I структура	5,31	4,59	3,75	3,01	2,50
Олейниковская, III структура	—	6,08	4,41	3,38	2,73
Олейниковская товарная	22,10	6,51	4,42	3,54	2,27
Северокамышанская	—	—	8,02	4,85	3,46
Надеждинская	—	—	6,11	4,40	3,42
Краснокамышанская	—	—	6,64	4,81	3,71
Восточнокамышанская	—	—	8,13	5,88	4,64
Комсомольская*	—	—	18,02	5,64	3,52
Каспийская**	—	—	—	9,57	5,14
Уланхольский конденсат	1,87	1,39	1,13	0,97	0,88
Уланхольская	3,37	2,42	1,99	1,70	1,50
Ермолинская	—	4,33	3,26	2,70	2,20

* ν_{60}=3,26 *сст*.

** ν_{60}=3,97 *сст*.

184. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Бешкульская	2,66	2,21	1,86	1,47	1,44
Тенгутинская	—	1,80	1,45	1,26	1,16
Олейниковская, I структура	1,42	1,35	1,27	1,20	1,15
Олейниковская, III структура	—	1,49	1,33	1,24	1,17
Олейниковская товарная	3,19	1,53	1,33	1,24	1,13

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Северокамышанская	—	—	1,67	1,38	1,24
Надеждинская	—	—	1,49	1,33	1,23
Краснокамышанская	—	—	1,54	1,37	1,26
Восточнокамышанская	—	—	1,68	1,47	1,35
Комсомольская*	—	—	2,72	1,45	1,27
Каспийская**	—	—	—	1,82	1,40
Уланхольский конденсат	1,09	1,04	1,01	—	—
Уланхольская	1,23	1,14	1,10	1,07	1,05
Ермолинская	—	1,32	1,21	1,17	1,12

* $ВУ_{60}$=1,22.
** $ВУ_{60}$=1,29.

185. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10° С	при 20° С	при 30° С	при 40° С	при 50° С
Бешкульская	0,8893	0,8787	0,8760	0,8695	0 8625
Тенгутинская	—	0,8161	0,8099	0,7976	0,7909
Олейниковская, I структура	0,8215	0,8144	0,8075	0,8005	0,7939
Олейниковская, III структура	0,8252	0,8180	0,8108	0,8031	0,7950
Олейниковская товарная	0,8294	0,8214	0,8143	0,8081	0,7995
Северокамышанская	—	0,8200	0,8126	0,8062	0,7982
Надеждинская	—	0,8201	0,8126	0,8053	0,7983
Краснокамышанская	—	0,8202	0,8127	0,8056	0,7973
Восточнокамышанская	—	0,8329	0,8256	0,8200	0,8104
Комсомольская	—	0,7995	0,7896	0,7852	0,7764
Каспийская	—	0,8109	0,8045	0,7981	0,7909
Уланхольский конденсат	—	0,7628	0,7546	0,7464	0,7383
Уланхольская	0,8048	0,7976	0,7896	0,7823	0,7753
Ермолинская	—	0,8155	0,8076	0,8006	0,7935

186. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Олейниковская нефть, I структура								
До C_4	1,95	—	15,2	34,5	27,1	23,2	—	—
До C_5	2,40	—	12,4	28,0	22,1	18,9	11,5	7,1
Олейниковская нефть, III структура								
До C_4	0,62	—	13,3	24,5	28,9	33,3	—	—
До C_5	1,35	—	6,1	11,3	13,3	15,3	29,4	24,6
Комсомольская нефть								
До C_4	1,94	32,3	4,1	19,80	17,2	26,6	—	—
До C_5	2,60	24,1	3,0	14,80	19,9	12,7	9,9	15,6

187. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Бешкульская	Тенгутинская	Олейниковская, I структура	Олейниковская, III структура	Олейниковская товарная	Северокамышанская	Надеждинская	Краснокамышанская	Восточнокамышанская	Комсомольская	Каспийская	Уланхольский конденсат	Уланхольская	Ермолинская
28 (газ до C_4)	—	—	1,9	0,6	—	—	—	—	—	1,9	—	—	—	—
60	1,1	2,3	3,4	2,0	2,0	1,6	1,9	1,6	0,4	3,3	2,1	3,5	2,5	1,4
62	1,3	2,5	3,7	2,3	2,3	1,9	2,2	2,0	0,6	3,6	2,5	4,6	3,1	1,8
70	1,7	3,4	5,0	3,4	3,9	3,0	3,4	3,6	1,2	4,4	4,4	8,8	6,0	3,5
80	2,0	5,2	6,9	4,8	4,9	4,0	4,9	5,4	1,8	5,6	6,0	12,5	7,2	5,6
85	2,4	6,3	7,5	5,6	5,9	4,3	5,5	6,1	2,0	6,2	6,9	14,2	7,9	6,3
90	2,8	7,2	8,0	6,6	6,7	4,6	6,1	6,8	2,2	6,7	7,8	16,5	8,6	7,0
95	3,1	8,2	10,0	7,4	7,6	5,2	6,7	7,5	2,6	7,3	9,4	18,5	10,3	7,4
100	3,3	9,6	12,3	8,4	8,4	6,1	7,3	8,2	3,4	8,1	9,8	21,2	12,2	8,0
105	3,7	10,5	14,3	9,6	9,7	6,8	8,0	8,8	3,9	9,0	10,6	23,0	13,7	8,6
110	4,0	11,7	16,2	10,6	11,2	7,5	8,7	9,5	4,4	9,7	11,2	25,5	15,2	9,4
120	4,9	12,7	18,8	12,6	14,4	10,0	10,1	11,1	5,4	11,3	12,6	29,5	17,7	10,6
122	5,2	13,3	19,1	13,0	14,9	10,1	10,5	11,5	5,6	11,6	12,8	31,1	18,0	10,7
130	5,8	15,8	21,6	14,6	17,0	11,7	12,2	13,0	6,6	13,1	14,0	35,2	21,5	13,1
140	6,0	18,0	24,2	16,8	20,0	12,5	13,9	15,3	8,0	15,0	15,8	40,0	24,5	15,4
145	7,3	19,6	25,6	17,6	21,0	13,8	14,7	16,5	8,9	15,9	16,3	43,5	26,0	16,5
150	8,2	21,1	26,9	19,0	22,2	15,1	15,6	17,5	10,5	16,8	16,8	45,6	27,5	17,6
160	9,5	23,7	29,7	21,0	24,8	16,5	17,7	19,7	11,9	18,8	18,0	49,6	30,7	20,1
170	10,7	26,0	31,4	23,4	26,5	19,0	19,7	22,5	14,0	20,5	19,5	54,0	34,1	22,0
180	12,0	28,4	33,6	25,0	29,4	21,4	21,6	24,7	16,5	22,3	21,0	57,6	38,2	25,1
190	14,1	30,8	35,9	27,8	31,2	22,8	23,6	26,7	18,4	23,9	22,9	61,0	40,5	27,1
200	15,4	32,5	38,4	29,3	33,0	23,8	25,8	28,9	20,8	26,7	24,8	64,6	43,6	30,0
210	17,5	34,5	40,9	31,9	35,8	26,2	29,0	31,0	22,8	27,9	26,0	66,5	47,8	33,7
220	19,4	37,0	43,3	34,1	38,0	29,4	31,4	34,0	25,5	31,1	27,0	67,9	51,8	36,8
230	21,5	38,8	45,3	36,3	41,0	31,5	33,4	36,4	29,0	32,9	28,0	70,5	54,4	41,3

Отгоняется до температуры, °С	Бешкульская	Тенгутинская	Олейниковская, I структура	Олейниковская, III структура	Олейниковская товарная	Северокамышанская	Надеждинская	Краснокамышанская	Восточнокамышанская	Комсомольская	Каспийская	Уланхольский конденсат	Уланхольская	Ермолинская
240	24,0	40,9	47,3	37,8	44,0	33,2	35,7	37,7	31,8	35,2	29,6	72,5	56,5	43,7
250	26,7	42,1	49,5	39,5	46,6	36,2	38,3	40,1	33,7	37,5	32,5	75,2	59,7	46,0
260	29,7	44,2	51,9	42,6	48,8	38,5	40,3	42,6	36,6	39,8	35,2	77,1	61,9	49,6
270	32,4	47,0	53,7	44,6	50,8	41,7	42,9	44,3	39,3	41,8	37,8	79,0	64,2	52,6
280	35,5	49,2	55,5	46,8	53,0	42,8	45,5	45,7	42,1	43,8	39,8	80,8	67,3	54,7
290	38,7	51,8	57,5	48,8	54,7	46,0	47,2	48,3	44,6	45,7	42,0	82,0	69,0	55,9
300	41,8	53,9	59,4	50,6	56,8	47,9	49,7	50,5	47,5	48,4	44,3	83,2	71,5	57,2
310	45,0	55,7	61,4	52,8	58,2	49,8	51,8	53,1	50,4	50,8	45,8	84,5	72,7	59,7
320	48,3	57,8	63,2	55,1	60,4	51,8	54,6	54,9	53,1	53,8	47,2	85,7	74,5	63,3
330	52,4	60,0	65,3	57,6	62,2	53,7	56,2	58,3	54,7	55,5	49,0	—	77,4	66,7
340	56,0	62,0	67,5	59,7	64,0	55,8	58,5	60,3	56,3	56,3	51,5	—	79,9	69,1
350	59,3	63,7	68,4	61,9	65,5	57,3	60,2	61,2	58,2	58,6	52,3	—	81,6	71,7
360	62,0	65,6	69,7	64,1	67,0	59,7	—	—	60,6	60,9	53,8	—	—	72,7
370	65,0	67,9	71,0	65,8	69,0	61,8	—	—	62,6	63,5	55,2	—	—	73,7
380	68,0	69,8	72,2	68,4	71,0	64,7	—	—	64,9	65,9	56,8	—	—	74,8
390	70,4	71,3	73,6	69,4	72,2	65,8	—	—	66,1	69,0	58,0	—	—	77,0
400	72,9	73,3	75,0	71,1	73,5	67,6	—	—	67,1	71,7	59,6	—	—	79,4
410	75,0	74,7	76,0	73,0	75,0	69,2	—	—	69,9	73,0	60,8	—	—	81,0
420	77,6	76,2	77,0	74,2	76,0	71,0	—	—	72,8	77,4	64,8	—	—	82,3
430	80,4	78,3	78,4	75,8	77,5	73,0	—	—	76,1	78,7	66,8	—	—	84,3
440	83,0	80,0	79,7	77,1	79,0	74,8	—	—	79,3	80,0	68,6	—	—	86,4
450	85,6	81,5	81,3	78,4	80,3	76,4	—	—	81,1	82,3	70,7	—	—	87,3
460	86,8	82,8	82,9	80,2	82,3	78,6	—	—	82,7	83,6	71,1	—	—	88,1
470	—	84,0	84,2	82,1	83,9	80,5	—	—	—	85,0	73,1	—	—	89,1
480	—	85,7	85,4	84,3	85,3	83,5	—	—	—	86,4	74,6	—	—	—
490	—	—	85,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
500	—	—	86,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

188. Характеристика фракций, выкипающих до 200° С

Темпера-тура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 г ТЭС на 1 кг	с 2,7 г ТЭС на 1 кг
Бешкульская нефть										
28—120	4,9	0,7136	58	75	93	115	—	69,4	—	—
28—150	8,2	0,7318	59	85	110	137	—	64,2	—	—
28—180	12,0	0,7490	64	96	132	165	0,025	58,9	—	—
28—200	15,4	0,7630	68	103	148	188	0,052	55,2	—	—
Тенгутинская нефть										
28—120	12,7	0,7020	52	67	89	106	0,010	—	—	—
28—200	32,5	0,7365	73	97	135	179	0,011	34,4	—	—
Олейниковская нефть, I структура										
28—120	16,9	0,7154	52	74	93	117	—	69,6	—	—
28—140	22,3	0,7192	56	78	97	121	0,003	67,6	—	—
28—180	31,7	0,7340	70	92	123	153	0,006	59,5	—	—
28—200	36,5	0,7464	81	97	130	170	0,008	56,5	—	—
Олейниковская нефть, III структура										
28—120	12,0	0,6970	51	71	88	115	0,013	63,2	—	—
Олейниковская нефть товарная										
28—120	14,4	0,7130	68	77	90	105	0,009	66	—	—
28—150	22,2	0,7282	70	78	107	133	0,010	60,5	—	—
28—180	29,4	0,7391	74	95	128	159	0,012	56	—	—
28—200	33,0	0,7431	78	99	135	174	0,015	54	—	—
Северокамышанская нефть										
28—120	10,0	0,7117	55	75	94	105	0,010	56	—	—
28—150	15,1	0,7252	58	85	111	137	0,014	48	—	—
28—180	21,4	0,7351	63	90	123	161	0,016	42	—	—
28—200	23,8	0,7484	72	108	144	181	0,021	32,5	—	—
Надеждинская нефть										
28—120	10,1	0,6958	49	64	85	105	0,004	58	73	85,5
28—150	15,6	0,7130	53	77	106	134	0,006	50,3	65,2	79,7
28—180	21,6	0,7250	55	81	123	160	0,008	42	58	76
28—200	25,8	0,7329	58	87	135	179	0,010	36	53	71,3

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	Содержание серы, %	Октановое число: без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг*
Краснокамышанская нефть										
28—120	11,1	0,7160	51	72	90	106	0,011	—	—	—
28—150	17,5	0,7351	60	90	112	131	0,013	—	—	—
28—180	24,8	0,7432	65	102	128	161	0,016	—	—	—
28—200	28,9	0,7510	70	105	140	180	0,018	—	—	—
Восточнокамышанская нефть										
28—120	5,4	0,7250	54	76	93	108	0,009	58,8	72,5	83,4
28—150	10,5	0,7378	62	92	115	136	0,011	47,5	62,7	78,0
28—180	16,5	0,7501	69	105	137	165	0,013	38,6	54	73
28—200	20,8	0,7558	72	109	145	180	0,015	31,4	48	67,3
Комсомольская нефть										
28—120	9,4	0,6910	55	68	87	108	0,007	52	—	—
28—150	14,9	0,7075	58	78	98	136	0,009	40	—	—
28—180	20,4	0,7200	61	83	109	155	0,010	28	—	—
28—200	24,8	0,7320	64	95	135	175	0,011	20	—	—
Каспийская нефть										
28—120	12,6	0,7065	63	80	97	118	0,009	—	—	—
Уланхольский конденсат										
28—120	29,5	0,7000	54	71	86	102	0,010	55	73,0	87,3
28—150	45,6	0,7150	61	81	104	129	0,011	46	64,0	81,3
28—180	57,6	0,7270	68	86	120	155	0,012	40,4	58,2	77,0
28—200	64,6	0,7280	71	92	131	168	0,014	39	—	—
Уланхольская нефть										
28—120	17,7	0,7069	53	73	92	110	0,009	56	70,4	82,8
28—150	27,5	0,7220	58	83	109	132	0,011	48,7	63,1	77,8
28—180	38,2	0,7321	60	89	125	158	0,012	40,7	57,6	69
28—200	43,6	0,7380	65	95	133	175	0,014	35,5	52	66,5
Ермолинская нефть										
28—120	10,6	0,7130	49	67	88	106	0,006	60,3	74	88,3
28—150	17,6	0,7258	58	81	107	133	0,008	50,7	65,6	81
28—180	25,1	0,7389	61	91	130	164	0,010	40	56,6	75
28—200	30,1	0,7419	63	95	136	175	0,013	34	51,3	71

189. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200° С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
Бешкульская нефть					
28—60	1,1	0,6652	0	8	92
60—95	2,0	0,7160	1	42	57
95—122	2,1	0,7420	2	41	57
122—150	3,0	0,7635	6	37	57
150—200	7,2	0,7930	14	58	28
28—200	15,4	0,7630	8	46	46
Тенгутинская нефть					
60—95	5,9	0,6978	1	36	63
95—122	5,1	0,7238	2	37	61
122—150	7,8	0,7395	5	27	68
150—200	11,4	0,7690	14	35	51
28—200	32,5	0,7365	6	34	60
Олейниковская нефть, I структура					
60—95	7,2	0,7120	0	52	48
95—122	8,5	0,7357	1	56	43
122—150	8,2	0,7550	3	42	55
150—200	11,5	0,7800	15	51	34
28—200	36,5	0,7464	6	44	50
Олейниковская нефть, III структура					
60—95	5,4	0,6887	1	30	69
95—122	5,6	0,7272	2	40	58
122—150	6,0	0,7570	10	30	60
150—200	10,3	0,7873	23	34	43
28—200	28,7	0,7359	10	32	58
Олейниковская нефть товарная					
60—95	5,6	0,7155	1	50	49
95—122	7,3	0,7350	1	55	44
122—150	7,3	0,7560	5	38	57
150—200	10,8	0,7819	13	51	36
28—200	33,0	0,7431	6	50	44
Восточнокамышанская нефть					
28—60	0,4	0,6604	0	16	84
60—95	2,2	0,7160	7	40	53
95—122	3,1	0,7390	10	35	55
122—150	4,8	0,7543	15	23	62
150—200	10,3	0,7755	18	25	57
28—200	20,8	0,7558	15	28	57

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
		Комсомольская нефть			
28—60	1,4	0,6550	1	3	96
60—95	4,0	0,6895	3	20	77
95—122	4,3	0,7226	7	20	73
122—150	5,2	0,7364	9	7	84
150—200	9,9	0,7606	11	3	86
28—200	24,8	0,7320	8	9	83
		Каспийская нефть			
60—95	7,3	0,7028	3	26	71
95—122	3,4	0,7265	6	16	78
122—150	4,0	0,7360	9	14	77
150—200	8,1	0,7513	7	22	71
		Северокамышанская нефть			
60—95	3,6	0,7045	7	38	55
95—122	4,9	0,7352	11	37	52
122—150	5,0	0,7517	15	28	57
150—200	8,7	0,7697	20	34	46
28—200	23,8	0,7484	12	33	55
		Надеждинская нефть			
28—60	1,9	0,6506	1	14	85
60—95	4,8	0,7030	3	32	65
95—122	3,8	0,7316	7	32	61
122—150	5,1	0,7498	11	27	62
150—200	10,2	0,7724	17	20	63
28—200	25,8	0,7329	11	25	64
		Краснокамышанская нефть			
28—60	1,6	0,6527	0	8	92
60—95	5,9	0,7165	7	42	51
95—122	4,0	0,7446	15	37	48
122—150	6,0	0,7620	27	22	51
150—200	11,4	0,7728	20	25	55
28—200	28,9	0,7641	17	28	55
		Уланхольский конденсат			
28—60	3,5	0,6487	1	3	96
60—95	15,0	0,6951	5	31	64
95—122	12,6	0,7244	10	21	69
122—150	14,5	0,7482	12	27	61
150—200	19,0	0,7682	13	55	32
28—200	64,6	0,7280	10	34	56

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
Уланхольская нефть					
28—60	2,5	0,6509	0	9	91
60—95	7,8	0,7098	6	33	61
95—122	7,7	0,7367	11	25	64
122—150	9,5	0,7525	18	17	65
150—200	16,1	0,7747	22	22	56
28—200	43,6	0,7380	15	23	62
Ермолинская нефть					
28—60	1,4	0,6773	0	6	94
60—95	6,0	0,7177	10	35	55
95—122	3,3	0,7412	16	30	54
122—150	6,4	0,7588	17	20	63
150—200	12,9	0,7691	18	23	59
28—200	30,0	0,7420	15	25	60

190. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Бешкульская нефть						
62—85	1,1	0,7106	0,008	1	39	60
62—105	2,4	0,7216	0,014	1	42	57
62—140	4,7	0,7358	0,015	1	43	56
85—105	1,1	0,7317	0,014	1	45	54
85—120	2,5	0,7378	0,014	2	43	55
85—180	9,6	0,7620	0,016	7	37	56
105—120	1,2	0,7455	0,015	3	42	55
105—140	2,3	0,7540	0,015	5	39	56
120—140	1,1	0,7600	0,016	7	37	56
140—180	6,0	0,7827	0,040	12	49	39
Тенгутинская нефть						
62—85	3,8	0,6936	0,003	1	36	63
62—105	8,0	0,7024	—	1	36	63
62—140	15,5	0,7145	—	2	36	62
85—105	4,2	0,7092	0,006	2	36	62

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
85—120	6,4	0,7160	—	2	36	62
85—180	22,1	0,7365	0,008	4	28	68
105—120	2,0	0,7224	—	4	35	61
105—140	7,5	0,7293	—	5	32	63
120—140	5,3	0,7344	—	4	29	67
140—180	14,4	0,7562	0,011	10	32	58
Олейниковская нефть, I структура						
62—85	4,1	0,7080	0,003	0	49	51
62—105	10,6	0,7171	—	0	53	47
62—140	20,5	0,7300	0,004	1	55	44
85—105	6,8	0,7260	—	1	54	45
85—120	11,3	0,7314	—	1	55	44
85—180	26,1	0,7524	0,007	3	54	43
105—120	4,5	0,7385	—	1	56	43
120—140	5,4	0,7508	—	2	47	51
140—180	9,4	0,7710	0,012	10	47	43
Олейниковская нефть товарная						
62—85	3,6	0,7195	0,003	1	49	50
62—105	7,4	0,7209	—	1	49	50
62—140	17,7	0,7304	—	1	54	45
85—105	3,0	0,7260	0,007	1	55	44
85—120	8,5	0,7318	—	1	54	45
85—180	23,5	0,7540	—	5	40	55
105—120	4,7	0,7390	—	1	52	47
105—140	10,3	0,7463	0,009	3	46	51
120—140	5,6	0,7520	—	4	41	55
140—180	9,4	0,7720	0,013	10	46	44
Восточнокамышанская нефть						
62—85	1,4	0,7168	0,010	7	40	53
62—105	3,3	0,7288	0,012	8	39	53
62—140	7,4	0,7342	0,013	9	36	55
85—105	1,9	0,7322	0,013	9	37	54
85—120	3,4	0,7363	0,013	9	36	55
85—180	14,5	0,7540	0,015	14	24	62
105—120	1,5	0,7394	0,013	11	33	56
105—140	4,1	0,7468	0,014	12	29	59
120—140	2,6	0,7510	0,014	14	25	61
140—180	8,5	0,7651	0,016	17	24	59

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Комсомольская нефть						
62—85	2,6	0,6841	0,009	3	21	76
85—105	2,8	0,7106	0,010	5	20	75
85—120	5,1	0,7237	0,011	6	24	70
85—180	16,1	0,7300	0,015	8	7	85
105—120	2,3	0,7249	0,012	8	20	72
120—140	3,7	0,7350	0,014	8	8	84
140—180	7,3	0,7493	0,016	10	7	83
Надеждинская нефть						
62—85	3,3	0,7080	0,005	3	32	65
62—105	5,8	0,7124	—	4	32	64
62—140	11,7	0,7265	0,007	6	32	62
85—105	2,5	0,7220	—	5	32	63
85—120	4,6	0,7270	—	6	32	62
85—180	16,1	0,7422	0,009	11	28	61
105—120	2,1	0,7310	—	8	31	61
105—140	5,9	0,7405	—	9	28	63
120—140	3,8	0,7475	—	10	28	62
140—180	10,7	0,7630	0,011	15	23	62
Краснокамышанская нефть						
62—85	4,1	0,7170	0,010	7	42	51
62—105	6,8	0,7274	0,010	9	40	51
62—140	13,3	0,7383	0,011	13	38	49
85—105	2,7	0,7346	0,011	12	39	49
85—120	5,0	0,7398	0,012	14	38	48
85—180	18,6	0,7557	0,014	25	24	51
105—120	2,3	0,7430	0,012	16	34	50
105—140	6,5	0,7508	0,013	20	29	51
120—140	4,2	0,7540	0,014	24	25	51
140—180	9,4	0,7680	0,017	23	24	53
Уланхольский конденсат						
62—85	9,6	0,6900	0,009	4	29	67
62—105	18,4	0,7014	0,010	6	29	65
62—140	35,4	0,7180	0,011	10	24	66

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
85—105	8,8	0,7125	0,010	8	25	67
85—120	15,3	0,7197	0,011	9	23	68
85—180	43,4	0,7488	—	12	27	61
105—120	6,5	0,7308	—	10	22	68
105—140	17,0	0,7380	0,012	11	24	65
120—140	10,5	0,7440	0,012	12	26	62
140—180	17,6	0,7598	0,013	13	42	45
Уланхольская нефть						
62—85	4,1	0,7027	0,007	6	31	63
62—105	10,6	0,7125	0,008	7	30	63
62—140	21,4	0,7300	—	10	26	64
85—105	5,8	0,7224	—	9	28	63
85—120	9,8	0,7318	—	10	26	64
85—180	30,3	0,7510	0,010	17	17	66
105—120	4,0	0,7388	0,009	12	24	64
105—140	11,0	0,7460	—	15	21	64
120—140	6,8	0,7490	0,010	16	18	66
140—180	13,7	0,7672	0,015	20	21	59
Ермолинская нефть						
62—85	4,5	0,7120	0,009	8	30	62
62—105	6,8	0,7220	—	11	34	55
62—140	13,6	0,7380	—	15	32	53
85—105	2,3	0,7314	—	14	32	54
85—120	4,3	0,7380	—	15	31	54
85—180	18,8	0,7568	—	17	21	62
105—120	2,0	0,7420	0,011	16	28	56
105—140	6,8	0,7508	—	16	25	59
120—140	4,8	0,7553	0,012	17	22	61
140—180	9,7	0,7620	0,013	18	22	60

191. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C: н. к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °C: начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %: общей	меркаптановой	Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* дистиллята	Анилиновая точка, °C	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*
Бешкульская	120—240	19,1	0,8122	150	171	201	235	245	1,85	—	—62	40	—	0,220	0,0019	2,30	59,8	10 299
Тенгутинская	120—240	28,2	0,7723	130	148	180	225	238	1,42	—	—50	33	24,0	0,015	0,0008	2,10	—	—
Олейниковская, I структура	120—240	28,3	0,7764	139	144	161	211	224	1,26	—	<—62	30	—	0,018	0	—	—	—
	140—230	21,1	0,7873	154	160	184	210	213	1,47	—	То же	44	—	0,027	0	—	—	—
Олейниковская, III структура	120—240	21,9	0,7790	138	147	170	204	215	1,19	—	<—61	32	—	0,027	0	—	—	—
Олейниковская товарная	120—240	29,6	0,7800	136	149	180	226	236	1,37	—	<—62	29	—	0,027	0,0008	1,70	—	—
	150—230	19,7	0,7900	165	177	187	218	228	1,49	—	—60	31	—	0,030	0,0008	—	—	—
Северокамышанская	120—240	23,2	0,7760	141	150	182	219	228	1,36	—	—46	34	—	0,020	0,0008	1,90	—	—
Надеждинская	120—240	25,6	0,7758	128	147	181	230	241	1,53	6,35	—40	31	18,1	0,015	0	1,50	66,0	10 402
Краснокамышанская	120—240	26,6	0,7809	127	148	185	231	240	1,39	5,26	—44	32	17,5	0,018	0	5,60	61,2	10 366
Восточнокамышанская	120—240	26,4	0,7789	143	158	191	228	239	1,46	6,35	—45	33	14,3	0,024	0	1,40	65,4	10 392
Комсомольская	120—240	23,9	0,7602	145	159	187	225	240	1,42	—	—39	29	—	0,012	0	4,60	72,2	10 474
Каспийская	120—240	17,0	0,7593	155	166	184	216	238	1,40	—	—20	42	20,0	Следы	0	0,85	—	—
Уланхольский конденсат	120—240	43,0	0,7674	130	145	165	215	233	1,19	—	—50	27	—	0,040	0	2,40	—	—
Уланхольская	120—240	38,8	0,7730	128	150	178	222	234	1,36	5,36	—42	28	16,2	0,027	0	1,60	61,2	10 552
Ермолинская	120—240	33,1	0,7778	140	157	192	234	242	1,51	7,04	—34	30	12,9	0,028	0	1,30	—	—

192. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	Температура, °С: помутнения	вспышки	Высота некоптящего пламени, мм	Содержание серы, %	Кислотность, мг КОН на 100 мл дистиллята
Надеждинская	150—280	29,9	0,7927	157	183	224	265	278	94	—23	44	20	0,020	—
Краснокамышанская	150—280 150—300	28,2 33,0	0,7938 0,7950	169 172	184 189	220 232	266 276	284 295	93 87	—24 —19	48 58	20 —	— 0,030	— 1,3
Восточнокамышанская	150—280 150—320	32,4 43,4	0,7978 0,8009	160 162	190 205	226 255	265 304	278 316	94 65	—21 —8	54 62	23 25	0,020 0,050	2,3 3,4
Комсомольская	150—280 150—320	27,0 31,6	0,7730 0,7760	160 172	180 195	217 230	260 275	275 298	96 82	—23 —17	52 55	30 29	0,014 0,016	2,5 2,8
Уланхольский конденсат	150—320	40,1	0,7920	162	174	206	283	307	87	—21	52	27	0,100	1,9
Уланхольская	150—280 150—320	39,8 47,0	0,7957 0,8018	155 157	176 180	221 243	270 305	285 318	90 70	—24 —14	54 56	20 22	0,070 0,160	— 1,9
Ермолинская	150—280 150—320	37,1 45,7	0,7917 0,7980	157 158	179 181	224 240	266 300	276 315	93 70	—21 —10	53 56	23 25	0,080 0,110	1,9 3,6

193. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С: 10%	50%	90%	96%	ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С: застывания	помутнения	вспышки	Содержание серы, %: общей	меркаптановой	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
Бешкульская нефть																	
240—350	35,3	46	39,5	265	285	327	336	0,8856	12,49	4,81	—20	—16	86	1,47	—	5,30	61,6
Тенгутинская нефть																	
200—350	31,2	—	—	242	272	322	332	0,8192	4,99	2,56	—6	—2	97	0,20	—	1,78	—
240—350	22,8	—	—	279	295	334	346	0,8330	7,41	3,60	2	5	111	0,25	—	2,56	—
Олейниковская нефть, I структура																	
180—330	31,7	—	—	208	249	302	317	0,8312	3,53	1,97	—	<—39	82	0,01	—	5,80	—
200—350	30,2	55	57,2	228	267	321	331	0,8421	4,98	2,58	—	—30	—	0,23	—	—	70,6
230—350	23,3	—	—	261	280	321	332	0,8502	6,43	3,08	—50	—29	118	—	—	9,10	—
240—330	18,0	55	56,1	263	277	304	314	0,8455	5,96	2,37	—52	—35	122	0,24	—	—	70,6
240—350	21,1	56	56,2	265	278	315	321	0,8487	6,18	2,96	—46	—31	124	0,29	—	—	71,6
Олейниковская нефть, III структура																	
240—350	27,4	59	61,6	267	278	314	329	0,8356	5,38	2,73	—14	—7	—	0,41	—	—	74,6
Олейниковская нефть товарная																	
180—330	32,8	49	58,8	206	248	297	310	0,8222	3,38	1,85	—44	—24	84	0,12	—	—	64,6
180—350	36,1	—	—	235	260	318	342	0,8280	4,30	—	—34	—17	88	0,20	—	—	—
200—350	32,5	53	58,2	233	275	325	339	0,8342	—	2,46	—26	—20	98	0,28	—	—	68,6
230—340	24,1	—	—	264	280	320	333	0,8482	7,11	—	—16	—10	—	0,40	—	—	—
240—350	21,3	54	52,5	276	296	332	344	0,8482	7,75	3,84	—11	—8	124	0,42	—	—	69,6
Северокамышанская нефть																	
200—350	33,5	—	—	238	256	292	308	0,8142	4,85	—	—15	—5	93	0,11	—	—	—
240—350	24,1	—	—	270	287	322	338	0,8280	6,51	3,05	—10	—2	122	0,15	0,0037	1 05	—
Надеждинская нефть																	
150—350	44,6	61,1	71,3	190	265	328	335	0,8027	3,33	1,89	—9	0	50	0,11	—	—	77,6
200—350	34,4	66,3	75,4	231	278	333	342	0,8115	5,42	2,57	0	6	82	0,16	—	—	81,8
240—350	24,4	70,3	70,9	275	299	337	345	0,8300	7,43	3,26	8	11	86	0,19	0,0025	1,70	85,8

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Краснокамышанская нефть																	
150—350	43,7	61,0	74,0	191	258	328	339	0,8049	3,25	1,93	—4	2	58	0,08	—	2,50	76,5
200—350	32,3	66,9	73,5	247	282	330	340	0,8180	5,21	2,73	3	6	73	0,10	—	5,50	82,4
240—350	23,5	70,3	72,7	275	296	332	342	0,8270	6,90	3,39	8	10	98	0,15	0,0025	17,20	85,8
Восточнокамышанская нефть																	
150—350	48,5	62,1	71,0	205	260	322	330	0,8088	3,82	2,02	—5	0	66	0,10	—	—	77,6
200—350	37,4	65,5	73,0	235	273	325	335	0,8179	5,10	2,78	0	3	82	0,13	0,0030	—	82,0
240—350	26,4	69,9	72,8	281	299	330	345	0,8270	6,89	3,40	7	9	102	0,16	0,0049	2,70	85,4
Комсомольская нефть																	
180—350	36,3	72	86,5	225	271	321	338	0,7956	4,23	2,23	—4	5	56	0,011	—	—	87,6
200—330	28,8	71	82,5	239	269	310	319	0,8027	4,57	2,30	—5	1	70	0,014	—	3,20	86,6
240—350	23,4	76	85,8	272	292	329	337	0,8040	6,16	3,01	7	10	78	0,020	—	3,40	91,6
Каспийская нефть																	
240—350	22,7	71	82,5	264	284	324	337	0,8032	5,74	3,22	2	7	122	0,010	0,0013	0,84	86,6
Уланхольская нефть																	
150—350	54,1	56,9	70,1	186	242	325	337	0,8067	2,96	1,84	—10	—2	60	0,25	—	—	77,4
200—350	38,0	66,3	71,0	230	272	332	342	0,8150	4,73	2,55	—4	2	74	0,32	0,0012	—	77,8
240—350	25,1	70,3	68,1	278	297	344	355	0,8310	7,14	3,43	0	6	96	0,36	—	3,10	82,0
Ермолинская нефть																	
150—350	54,1	62,1	73,7	185	250	325	335	0,8070	3,43	2,03	—5	0	60	0,14	—	—	77,6
200—350	41,7	65,5	73,9	225	279	330	341	0,8148	5,21	2,57	—3	3	63	0,18	0,0025	—	82,0
240—350	28,0	69,9	72,8	283	298	334	347	0,8256	7,73	3,51	6	8	66	0,34	—	3,20	85,4

194. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °C	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °C	Дизельный индекс	Содержание ароматических углеводородов, %
	на фракцию	на нефть							
Олейниковская нефть, I структура									
Фракция 250—300 °C	100,0	9,9	0,8455	1,4713	—	4,64	<—62	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	98,4	9,7	0,8473	1 4716	—	4,83	<—62	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	1,6	0,2	—	1,4315	—	—	2	—	—
Фракция 300—350 °C	100,0	9,0	0,8615	1,4811	—	11,20	—46	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	96,0	8,6	0,8344	1,4827	—	11,30	—56	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	4,0	0,4	—	1,4398	—	—	17	—	—
Фракция 350—400 °C	100,0	6,6	0,8792	1,4913	—	29,20	—16	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	91,0	6,0	0,8854	1,4960	—	32,30	—26	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	9,0	0,6	—	1,4477	—	—	24	—	—
Северокамышанская нефть									
Фракция 200—250 °C	100,0	12,4	0,7982	1,4466	—	2,23	—34	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	75,6	9,4	0,8130	1,4550	—	2,45	—52	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	24,4	3,0	—	1,4207	—	—	—12	—	—
Фракция 250—300 °C	100,0	11,7	0,8190	1,4587	—	5,45	—5	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	61,0	7,1	0,8512	1,4764	—	5,26	—48	—	—

Продолжение

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %: на фракцию	Выход, %: на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс	Содержание ароматических углеводородов, %
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	39,0	4,6	—	1,4316	—	—	6	—	—
Фракция 300—350 °С	100,0	9,4	0,8300	1,4653	—	5,35 (ν_{50})	14	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	54,6	5,1	0,8744	1,4895	—	10,91	—40	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	45,4	4,3	—	1,4440	—	—	30	—	—
Фракция 350—400 °С	100,0	10,3	0,8467	1,4710	—	9,53 (ν_{50})	32	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	53,4	5,5	0,8853	1,4950	—	12,15 (ν_{50})	—22	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	46,6	4,8	—	1,4490	—	—	45	—	—
Надеждинская нефть									
Фракция 200—350 °С	100,0	34,4	0,8150	1,4558	81,8	5,42	0	—	14
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	72,4	24,9	0,8368	1,4659	72,1	5,58	—31	60	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	27,6	9,5	—	1,4386	—	—	21	—	—

195. Характеристика остатков

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Бешкульская нефть								
460	13,2	1,0200	—	—	Т. размягч. 37	306	4,03	17,80
Тенгутинская нефть								
400	26,7	0,8964	4,31	2,52	55	258	0,58	4,97
480	14,3	0,9292	14,10	6,88	64	312	0,69	2,96
Олейниковская нефть, I структура								
300	40,6	0,9007	2,16	—	—10	186	—	3,04
350	31,6	0,9068	2,90	—	8	225	—	3,79
400	25,0	0,9138	4,48	2,65	22	256	0,67	4,82
480	14,6	0,9275	12,02	6,94	26	312	0,74	9,50
500	13,5	0,9312	—	8,00	37	320	—	11,20
Олейниковская нефть, III структура								
450	21,6	0,9209	5,99	3,28	36	228	—	—
480	15,7	0,9321	11,23	5,55	40	309	0,90	10,7
Олейниковская нефть товарная								
300	43,2	0,8972	2,20	1,70	23	191	0,65	3,1
350	34,5	0,9087	3,15	2,30	25	228	0,68	3,9
400	26,5	0,9134	4,80	2,70	27	262	0,70	5,2
450	19,7	0,9278	11,40	5,50	29	292	0,79	6,2
480	14,7	0,9330	14,10	6,30	32	306	0,84	9,8
Северокамышанская нефть								
400	32,4	0,8874	3,80	2,40	38	240	0,45	4,50
450	23,6	0,9202	9,60	5,20	50	270	0,49	—
480	16,5	0,9991	14,50	7,10	56	315	0,55	9,60
Надеждинская нефть								
350	39,8	0,8929	2,80	1,90	41	228	0,57	4,31
Краснокамышанская нефть								
350	38,8	0,8925	2,70	1,97	42	231	0,44	4,30
Восточнокамышанская нефть								
350	41,8	0,8893	2,60	1,90	44	234	0,50	3,44
Комсомольская нефть								
350	41,4	0,8590	2,70	1,60	46	226	0,06	0,98
480	13,6	0,8818	—	3,29	60	306	0,10	2,70
Каспийская нефть								
440	31,4	0,8862	—	3,65	54	289	0,18	4,47
480	25,4	0,8912	8,32	4,39	58	314	0,22	5,82
Уланхольская нефть								
350	15,5	0,9001	2,30	1,70	42	230	0,94	0,92
Ермолинская нефть								
350	28,3	0,8839	2,60	1,90	46	222	0,81	3,00

196. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Нафтено-парафиновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Бешкульская нефть											
28—200	15,4	—	92	—	—	—	—	—	—	8	—
200—250	11,3	1,4511—1,4732	89	1,5116	10	—	—	—	—	11	—
250—300	15,1	1,4610—1,4760	77	1,5036—1,5230	21	—	—	—	—	23	—
300—350	17,5	1,4672—1,4825	72	1,4950	4	1,5305—1,5460	23	—	—	27	1
350—400	13,6	1,4692—1,4780	46	1,4970—1,5115	14	1,5902—1,5760	31	—	—	45	9
400—450	12,7	1,4810—1,4892	38	1,5038—1,5220	17	1,5330—1,5820	29	1,5960	7	53	9
Тенгутинская нефть											
28—200	32,5	—	94	—	—	—	—	—	—	6	—
200—250	9,6	1,4327—1,4535	89	1,5234	7	1,5212—1,5330	4	—	—	11	—
250—300	11,8	1,4400—1,4570	86	1,5170	3	1,5390—1,5620	11	—	—	14	—
300—350	9,8	1,4480—1,4880	83	1,4930—1,4960	1	1,5770—1,5570	15	—	—	16	1
350—400	9,6	1,4581—1,4804	80	1,4996—1,5244	6	1,5509—1,5855	6	1,6100—1,6680	7	19	1
400—450	8,0	1,4600—1,4780	78	1,4921—1,5280	8	1,5490—1,5825	6	1,6240—1,6610	6	20	2
450—480	4,2	1,4660—1,4839	73	1,5000—1,5086	9	1,5490—1,5831	9	1,6235—1,6545	6	24	3
Олейниковская нефть, I структура											
28—200	36,5	—	94	—	—	—	—	—	—	6	—
200—250	11,1	1,4412	84	1,5212	13	1,5352	3	—	—	16	—
250—300	9,6	1,4529	79	1,4908—1,4986	2	1,5494—1,5529	18	—	1	21	—
300—350	9,3	1,4564	72	1,4970—1,5245	11	1,5874	9	1,5902—1,6239	7	27	1
350—400	6,4	1,4638	69	1,5015—1,5236	8	1,5315—1,5823	8	1,6083—1,6313	14	30	1
400—450	6,0	1,4702	68	1,4915—1,5250	11	1,5316—1,5884	9	1,5965—1,6635	10	30	2
450—480	5,2	1,4768	69	1,4920—1,5100	7	1,5330—1,5795	9	1,5972—1,6575	12	28	3
Олейниковская нефть, III структура											
28—200	28,4	—	90	—	—	—	—	—	—	10	—
200—250	10,2	1,4402	80	1,5074	19	—	—	—	—	20	—
250—300	11,2	1,4503	77	1,5117	20	—	1	—	—	23	—
300—350	11,3	1,4552	75	1,4950—1,5246	19	1,5700	4	—	—	23	2
350—400	9,2	1,4614	74	1,4978—1,5165	13	1,5327—1,5716	6	1,5917—1,6170	4	23	3

400—450	7,3	1,4688	73	1,4996—1,5287	11	1,5345—1,5800	9	1,6070—1,6417	3	22	4
450—480	5,9	1,4713	70	1,4990—1,5281	6	1,5400—1,5787	10	1,6235—1,6700	10	26	4
				Олейниковская нефть товарная							
28—200	33,0	—	94	—	—	—	—	—	—	6	—
200—250	13,6	1,4370—1,4725	83	1,4960—1,5060	7	1,5480—1,5640	9	—	—	17	—
250—300	10,2	1,4465—1,4798	77	1,4960—1,5105	6	1,5483—1,5840	16	—	—	23	—
300—350	8,7	1,4563—1,4790	73	1,4928—1,5134	7	—	2	1,5918—1,6054	17	26	1
350—400	8,0	1,4623—1,4837	70	1,4939—1,5103	10	1,5347—1,5754	8	1,6134—1,6536	10	28	2
400—450	6,8	1,4650—1,4848	72	1,4928—1,5136	8	1,5504	7	1,6074—1,6584	11	26	2
450—470	3,6	1,4680—1,4786	72	1,4940—1,5219	10	1,5407—1,5726	6	1,5936—1,6482	9	25	3
				Ермолинская нефть							
28—200	30,0	—	85	—	—	—	—	—	—	15	—
200—250	16,0	1,4356—1,4490	88	1,5172	1	1,5331—1,5442	10	—	—	12	—
250—300	11,2	1,4418—1,4565	86	1,5067	—	1,5460—1,5535	13	—	—	14	—
300—350	14,5	1,4480—1,4868	82	—	—	1,5766—1,5841	16	—	—	16	2
				Восточнокамышанская нефть							
28—200	20,8	—	85	—	—	—	—	—	—	15	—
200—250	12,9	1,4350—1,4460	80	—	—	1,5320—1,5589	19	—	—	20	—
250—300	13,8	1,4408—1,4578	84	—	—	1,5446—1,5716	15	—	—	16	—
300—350	10,7	1,4483—1,4664	84	—	—	1,5448—1,5874	15	—	—	15	1
				Комсомольская нефть							
28—200	26,7	—	93	—	—	—	—	—	—	7	—
200—250	10,8	1,4309—1,4400	92	—	—	1,5424—1,5612	7	—	—	8	—
250—300	10,9	1,4394—1,4414	91	1,4947	4	1,5644	2	—	—	9	—
300—350	10,2	1,4462—1,4596	91	1,5249	2	1,5794—1,5839	6	—	—	8	1
350—400	13,1	1,4540—1,4780	94	1,5055	2	1,5730	2	1,6490	1	5	1
400—450	10,6	1,4579—1,4890	91	1,5040	2	1,5595	2	1,6130	2	6	3
450—480	4,1	1,4651—1,4752	91	1,4978	3	1,5335—1,5630	2	1,6110—1,6220	1	6	3
				Северокамышанская нефть							
28—200	23,8	—	88	—	—	—	—	—	—	12	—
200—250	12,4	1,4318—1,4402	89	1,5297	1,0	1,5354—1,5460	10	—	—	11	—
250—300	11,7	1,4420—1,4620	84	—	—	1,5370—1,5608	15	—	—	16	—
300—350	9,4	1,4460—1,4730	84	—	—	1,5540—1,5871	14	—	—	14	2
350—400	10,3	1,4490—1,4845	83	1,5000—1,5150	4	1,5490—1,5880	6	1,6345—1,6360	5	15	2
400—450	8,8	1,4615—1,4821	81	1,4990—1,5171	6	1,5560—1,5835	6	1,6170—1,6250	5	17	2

Продолжение

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Нафтено-парафиновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Надеждинская нефть											
28—200	25,8	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	12,5	1,4357—1,4634	87	—	—	1,5351—1,5536	12	—	—	13	—
250—300	11,4	1,4421—1,4606	86	—	—	1,5497—1,5643	13	—	—	14	—
300—350	10,5	1,4480—1,4621	84	—	—	1,5303—1,5882	15	—	—	15	1
Краснокамышанская нефть											
28—200	24,8	—	83	—	—	—	—	—	—	17	—
200—250	11,2	1,4332—1,4433	87	—	—	1,5526—1,5546	12	—	—	13	—
250—300	10,4	1,4412—1,4552	85	—	—	1,5504—1,5629	14	—	—	15	—
300—350	10,7	1,4382—1,4711	85	—	—	1,5692—1,5868	14	—	—	14	1
Уланхольская нефть											
28—200	43,6	—	85	—	—	—	—	—	—	15	—
200—250	16,1	1,4355—1,4505	85	1,5275	3	1,5377—1,5446	11	—	—	15	—
250—300	11,8	1,4424—1,4709	83	—	—	1,5555—1,5568	16	—	—	17	—
300—350	10,1	1,4504—1,4780	80	1,5262	1	1,5570—1,5896	18	—	—	19	1
Каспийская нефть											
28—200	24,8	—	94	—	—	—	—	—	—	6	—
200—250	7,7	1,4312—1,4670	92	1,5280	1	1,5470—1,5622	6	—	—	8	—
250—300	11,8	1,4383—1,4520	91	1,5200	1	1,5450—1,5680	7	—	—	9	—
300—350	8,0	1,4436—1,4560	90	1,5280	1	1,5480—1,5640	8	—	—	9	1
350—400	7,3	1,4532—1,4618	89	1,4900—1,5105	4	1,5320—1,5598	4	1,6240	2	10	1
400—450	7,1	1,4589—1,4710	91	1,5080	3	1,5350—1,5700	4	1,6620	1	8	1
450—480	5,8	1,4690—1,4720	88	1,4920—1,5097	6	1,5421—1,5880	3	1,6000—1,6110	2	11	1

197. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, % $C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	Среднее число колец в молекуле $К_А$	$К_Н$	$К_О$
				Бешкульская нефть						
200—250	0,8445	1,4638	183	6	52	58	42	0,12	1,30	1,42
250—300	0,8738	1,4795	236	8	46	54	46	0,22	1,54	1,76
300—350	0,9002	1,4959	292	14	36	50	50	0,49	1,60	2,09
350—400	0,9248	1,5109	345	18	32	50	50	0,75	1,72	2,47
400—450	0,9424	1,5251	384	24	24	48	52	1,16	1,45	2,61
				Тенгутинская нефть						
200—250	0,8035	1,4485	176	9	24	33	67	0,19	0,54	0,73
250—300	0,8215	1,4597	216	11	20	31	69	0,29	0,56	0,85
300—350	0,8387	1,4708	264	17	9	26	74	0,54	0,31	0,85
350—400	0,8534	1,4802	346	15	10	25	75	0,64	0,48	1,12
400—450	0,8721	1,4868	413	12	18	30	70	0,64	0,77	1,41
450—480	0,8843	1,4961	461	16	16	32	68	0,93	1,06	1,99
				Олейниковская нефть, I структура						
200—250	0,8186	1,4561	170	11	35	46	54	0,24	0,79	1,03
250—300	0,8455	1,4713	214	15	32	47	53	0,38	0,90	1,28
300—350	0,8615	1,4811	263	16	25	41	59	0,51	0,93	1,44
350—400	0,8792	1,4918	311	17	23	40	60	0,66	1,13	1,79
400—450	0,8914	1,4976	363	17	23	40	60	0,76	1,38	2,14
450—480	0,8974	1,5008	414	17	22	39	61	0,85	1,55	2,40
				Олейниковская нефть, III структура						
200—250	0,8125	1,4533	165	15	28	43	57	0,23	0,67	0,90
250—300	0,8322	1,4550	195	15	28	43	57	0,34	0,72	1,06
300—350	0,8516	1,4763	251	15	24	39	61	0,48	0,89	1,37
350—400	0,8552	1,4838	314	15	21	36	64	0,57	0,96	1,53
400—450	0,8727	1,4880	370	15	18	33	67	0,66	1,06	1,72
450—480	0,8850	1,4941	415	15	20	35	65	0,75	1,35	2,10
				Олейниковская нефть товарная						
200—250	0,8199	1,4559	183	9	34	43	57	0,19	0,81	1,00
250—300	0,8426	1,4688	225	11	34	45	55	0,31	0,96	1,27
300—350	0,8653	1,4814	270	14	29	43	57	0,47	1,14	1,61
350—400	0,8779	1,4873	350	12	27	39	61	0,52	1,49	2,01
400—450	0,8895	1,4970	416	16	19	35	65	0,82	1,47	2,29
450—480	0,8951	1,4991	449	15	21	36	64	0,84	1,63	2,47
				Северокамышанская нефть						
200—250	0,7982	1,4466	168	9	23	32	68	0,19	0,50	0,69
250—300	0,8190	1,4587	212	11	19	30	70	0,29	0,51	0,80
300—350	0,8299	1,4653	269	11	13	24	76	0,37	0,46	0,83
350—400	0,8457	1,4710	337	8	19	27	73	0,43	0,73	1,16
400—450	0,8524	1,4845	367	18	15	33	67	0,82	0,91	1,73

Температура отбора, °C	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$К_А$	$К_Н$	$К_О$
Надеждинская нефть										
200—250	0,8310	1,4495	160	12	26	38	62	0,23	0,54	0,77
250—300	0,8177	1,4578	205	11	20	31	69	0,28	0,53	0,81
300—350	0,8366	1,4677	280	11	18	29	71	0,35	0,66	1,01
Краснокамышанская нефть										
200—250	0,8060	1,4512	169	12	24	36	64	0,22	0,54	0,76
250—300	0,8179	1,4572	216	9	21	30	70	0,24	0,57	0,81
300—350	0,8351	1,4671	277	11	17	28	72	0,35	0,63	0,98
Восточнокамышанская нефть										
200—250	0,8073	1,4522	165	13	25	38	62	0,26	0,52	0,78
250—300	0,8203	1,4592	208	12	20	32	68	0,29	0,55	0,84
300—350	0,8379	1,4682	280	11	19	30	70	0,36	0,69	1,05
Комсомольская нефть										
200—250	0,7832	1,4404	185	8	9	17	83	0,17	0,11	0,28
250—300	0,7963	1,4478	226	6	9	15	85	0,16	0,26	0,42
300—350	0,8114	1,4551	269	3	15	18	82	0,09	0,57	0,66
350—400	0,8247	1,4607	349	4	13	17	83	0,16	0,58	0,74
400—450	0,8466	1,4669	427	4	10	14	86	0,21	0,53	0,74
Каспийская нефть										
200—250	0,7802	1,4392	176	8	7	15	85	0,17	0,18	0,35
250—300	0,7991	1,4482	225	6	9	15	85	0,17	0,27	0,44
300—350	0,8110	1,4562	279	8	2	10	90	0,28	0,08	0,36
350—400	0,8264	1,4665	325	13	—	13	87	0,50	—	0,50
400—450	0,8415	1,4690	401	5	17	22	78	0,27	0,86	1,13
450—480	0,8528	1,4758	487	7	14	21	79	0,44	0,96	1,40
Уланхольская нефть										
200—250	0,8055	1,4500	175	9	26	35	65	0,20	0,57	0,77
250—300	0,8269	1,4625	217	12	22	34	66	0,31	0,62	0,93
300—350	0,8549	1,4776	289	24	11	35	65	0,48	0,89	1,37
Ермолинская нефть										
200—250	0,8002	1,4480	179	9	20	29	71	0,20	0,46	0,66
250—300	0,8167	1,4587	227	10	15	25	75	0,28	0,43	0,71
300—350	0,8358	1,4702	275	15	9	24	76	0,49	0,34	0,83

198. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %: на фракцию	Выход, %: на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Олейниковская нефть, I структура										
Фракция 330—400° С	100,0	9,7	0,8795	1,4916	25,50	9,30	—	—	—16	0,47
Фракция 330—400° С после депарафинизации[1]	81,0	7,8	0,8965	1,5011	37,10	10,80	—	—	—48	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,9	4,7	0,8435	1,4637	26,60	8,97	—	—	—48	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,0	6,0	0,8688	1,4803	29,60	9,45	—	—	—47	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	68,2	6,6	0,8709	—	32,29	9,94	—	—	—47	—
I группа ароматических углеводородов	13,1	1,3	0,9237	1,5176	—	14,70	—	—	—40	—
II и III группы ароматических углеводородов	6,2	0,6	1,0026	1,5778	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	10,9	1,0	1,0554	1,6168	—	—	—	—	—15	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,9	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 400—480° С	100,0	10,4	0,8981	1,4990	—	32,60	7,11	—	22	0,58
Фракция 400—480° С после депарафинизации[2]	88,2	9,2	0,9035	1,5036	—	40,00	7,77	80	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	59,1	6,2	0,8627	1,4747	—	26,20	6,17	101	—14	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	70,7	7,4	0,8695	1,4794	—	28,80	6,52	97	—14	—
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	78,0	8,1	0,8846	1,4898	—	33,00	6,86	82	—16	—
II группа ароматических углеводородов	11,6	1,2	0,9077	—	—	47,00	8,16	59	—14	—
IV группа ароматических углеводородов	14,7	1,5	—	—	—	85,90	24,70	20	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,8	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Комсомольская нефть										
Фракция 350—420 °С	100	18,8	0,8311	1,4620	9,20	3,61	—	38	0,07	
Фракция 350—420° С после депарафинизации[3]	49,4	9,3	0,8410	1,4720	9,81	—	—	—18	—	
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,6	7,8	0,8332	1,4604	9,40	3,27	—	—16	—	
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	46,7	8,8	0,8417	1,4674	9,93	3,37	—	—16	—	
I группа ароматических углеводородов	2,1	0,5	0,9049	1,5052	—	—	—	—	—	
II и III группы ароматических углеводородов	2,0	0,5	1,0101	1,5860	—	—	—	—	—	
IV группа ароматических углеводородов	3,0	0,6	1,0381	1,6152	—	—	—	—	—	
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,7	0,1	—	—	—	—	—	—	—	
Фракция 420—480° С	100	9,0	0,8487	1,4711	—	5,47	—	47	0,08	
Фракция 420—480 °С после депарафинизации[4]	51,8	4,7	0,8580	1,4833	30,3	6,37	75	—19	—	
Нафтено-парафиновые углеводороды	42,3	3,8	0,8414	1,4676	22,8	5,68	107	—16	—	
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	46,8	4,2	0,8527	1,4720	25,4	6,08	102	—16	—	
I группа ароматических углеводородов	3,3	0,3	0,9018	1,5009	—	—	—	—	—	
II и III группы ароматических углеводородов	1,2	0,1	—	1,5631	—	—	—	—	—	
III группа ароматических углеводородов	4,2	0,4	1,0374	1,6180	—	—	—	—	—	
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,8	0,1	—	—	—	—	—	—	—	

[1] Получено 19,0% гача (считая на фракцию), или 1,8% (считая на нефть); температура плавления его 16° С.
[2] Получено 11,8% гача (считая на фракцию), или 1,3% (считая на нефть); температура плавления его 45° С.
[3] Получено 50,6% гача (считая на фракцию), или 9,5% (считая на нефть); температура плавления его 50° С.
[4] Получено 48,2% гача (считая на фракцию), или 4,3% (считая на нефть); температура плавления его 60° С.

199. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Олейниковская нефть, I структура												
Остаток выше 480° С	100	14,6	0,9275	—	—	6,94 (ВУ$_{100}$)	52,0	—	—	0,920	26	0,74
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	29,4	4,3	0,8760	1,4814	—	115	17,1	6,7	98	0,798	—4	—
Нафтено-парафиновые, I, и часть II и III группы ароматических углеводородов	35,5	5,2	0,8891	1,4983	—	169	21,8	7,9	82	0,810	—10	—
Комсомольская нефть												
Остаток выше 480° С	100	13,6	0,8818	—	—	—	—	—	—	0,8319	60	0,10
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации[1]	14,2	1,9	0,8634	1,4756	—	—	15,37	5,35	114	0,7791	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	19,7	2,8	0,8715	1,4827	—	—	18,40	5,97	109	0,7902	—18	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	22,3	3,0	0,8800	1,4890	—	—	21,00	6,71	103	0,8010	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	25,7	3,5	0,8935	1,4974	—	—	24,47	7,43	96	0,8147	—18	—
I группа ароматических углеводородов после депарафинизации[2]	5,5	0,8	0,9020	1,5004	—	—	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	2,6	0,4	—	1,5365	—	—	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	3,4	0,5	—	1,5680	—	—	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	2,8	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,3	0,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	6,2	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1 Получено 56,8% петролатума (считая на остаток), или 7,7% (считая на нефть); температура плавления его 65° С.

2 Получено 3,2% петролатума (считая на остаток), или 0,4% (считая на нефть); температура плавления его 68° С.

200. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °C	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °C	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Олейниковская нефть, I структура										
330—400	9,7	0,8638	9,45	—	—	—	—	—47	62,0	6,0
400—480	10,4	0,8846	33,00	6,86	—	82	—	—16	78,0	8,1
Остаток выше 480	14,6	0,8891	169	21,8	7,90	82	0,8100	—10	35,5	5,2
Комсомольская нефть										
350—420	18,8	0,8417	9,93	3,37	—	—	—	—16	46,7	8,8
420—480	9,0	0,8527	25,40	6,08	—	102	—	—16	46,8	4,2
Остаток выше 480	13,6	0,8935	—	24,47	7,43	96	0,8147	—18	25,7	3,5

201. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	$A+C_{С}$	$A+C_{С}-2{,}5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Бешкульская	0,30	9,0	3,8	9,5	9,3	—3
Тенгутинская	1,10	3,9	16,2	40,5	5,0	—35,5
Олейниковская, I структура	1,80	3,3	6,3	15,8	5,1	—10,7
Олейниковская, III структура	1,80	2,8	9,0	22,5	4,6	—17,9
Олейниковская товарная	1,80	3,6	6,1	15,5	5,4	—10,1
Северокамышанская	1,34	4,9	21,6	54,0	6,24	—47,7
Надеждинская	1,85	9,1	17,4	43,5	11,75	—31,7
Краснокамышанская	0,63	5,7	19,0	47,5	6,33	—41,2
Восточнокамышанская	1,96	10,4	17,7	44,3	12,36	—31,9
Комсомольская	1,20	4,7	27,0	67,5	5,90	—51,6
Каспийская	2,50	3,6	26,0	65,0	6,10	—58,9
Уланхольская	0,25	6,9	11,0	27,5	7,15	—20,4
Ермолинская	1,25	5,4	15,3	38,2	6,79	—31,4

Примечание. Перечисленные нефти не рекомендуются для получения дорожных битумов.

202. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Бешкульская	III	$Т_1$	—	—	$П_2$
Тенгутинская	II	$Т_1$	—	—	$П_3$
Олейниковская, I структура	II	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Олейниковская, III структура	II	$Т_1$	—		$П_3$
Олейниковская товарная	II	$Т_1$	—	—	$П_3$
Северокамышанская	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Надеждинская	II	$Т_1$	—	—	$П_3$
Краснокамышанская	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Восточнокамышанская	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Комсомольская	I	$Т_1$	$М_3$	$И_1$	$П_3$
Каспийская	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Уланхольская	II	$Т_1$	—	—	$П_3$
Ермолинская	II	$Т_1$	—	—	$П_3$

203. Разгонка (ИТК) олейниковской нефти I структуры в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	1,9	1,9	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	1,5	3,4	0,6474	—	—	—	—	—	—	—
3	60—70	1,6	5,0	0,6778	1,3867	—	—	—	—	—	—
4	70—80	1,9	6,9	0,7045	1,3976	—	—	—	—	—	—
5	80—90	2,1	9,0	0,7263	1,4067	—	—	—	—	—	—
6	90—100	3,3	12,3	0,7303	1,4092	—	—	—	—	—	—
7	100—110	3,9	16,2	0,7371	1,4126	—	—	—	—	—	0,005
8	110—120	2,6	18,8	0,7388	1,4146	—	—	—	—	—	—
9	120—130	2,8	21,6	0,7407	1,4160	—	—	—	—	—	—
10	130—140	2,6	24,2	0,7491	1,4208	—	0,91	—	—	—	0,007
11	140—150	2,7	26,9	0,7555	1,4242	—	0,99	—	—	—	—
12	150—160	2,8	29,7	0,7641	1,4293	110	1,08	—	—	—	—
13	160—170	1,7	31,4	0 7747	1,4352	—	1,12	0,88	—	—	0,010

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
14	170—180	2,2	33,6	0,7836	1,4398	—	1,28	0,98	—	—	—
15	180—190	2,3	35,9	0,7921	1,4441	120	1,82	1,07	—	—	—
16	190—200	2,5	38,4	0,7998	1,4480	—	1,96	1,30	—	—	0,012
17	200—210	2,5	40,9	0,8112	0,4515	130	2,20	1,50	—	—	—
18	210—220	2,4	43,3	0,8131	1,4546	—	2,35	1,61	—	—	—
19	220—230	2,0	45,3	0,8189	1,4562	136	2,70	1,89	—	—	—
20	230—240	2,0	47,3	0,8207	1,4595	138	2,88	2,08	—	—	0,043
21	240—250	2,2	49,5	0,8312	1,4623	—	3,05	2,25	—	—	—
22	250—260	2,4	51,9	0,8368	1,4692	150	3,43	2,59	—	—	—
23	260—270	1,3	53,2	0,8410	1,4714	—	3,80	2,80	—	—	—
24	270—280	2,3	55,5	0,8478	1,4752	164	4,50	3,25	—	—60	0,12
25	280—290	2,0	57,5	0,8482	1,4756	—	5,00	3,80	—	—58	—
26	290—300	2,4	59,4	0,8488	1,4760	186	6,83	4,33	—	—55	—
27	300—310	2,0	61,4	0,8511	1,4790	—	7,70	5,10	—	—52	—
28	310—320	1,8	63,2	0,8575	1,4805	226	10,19	5,82	1,74	—48	0,40
29	320—330	2,1	65,3	0,8613	1,4870	—	13,25	6,70	2,05	—45	—
30	330—340	2,2	67,5	0,8705	1,4924	238	16,62	8,20	2,27	—40	—
31	340—350	1,0	68,4	0,8740	1,4929	—	19,50	9,15	2,55	—36	—
32	350—360	1,1	69,7	0,8760	1,4931	261	25,09	10,58	2,73	—30	—
33	360—370	1,3	71,0	0,8785	1,4934	—	28,50	12,20	3,00	—28	—
34	370—380	1,2	72,2	0,8797	1,4936	290	34,73	13,61	3,23	—24	0,50
35	380—390	1,4	73,6	0,8803	1,4938	—	—	15,78	3,60	—22	—
36	390—400	1,4	75,0	0,8823	1,4940	322	—	19,22	3,89	—18	—
37	400—410	1,0	76,0	0,8838	1,4947	—	—	23,50	4,25	—14	—
38	410—420	1,0	77,0	0,8865	1,4953	352	—	27,80	4,75	—6	—
39	420—430	1,4	78,4	0,8884	1,4966	—	—	33,10	5,25	0	—
40	430—440	1,3	79,7	0,8940	1,4979	398	—	38,40	6,06	6	0,56
41	440—450	1,6	81,3	0,8950	1,4986	—	—	—	6,50	10	—
42	450—460	1,2	82,9	0,8960	1,4992	422	—	—	7,49	18	—
43	460—470	1,1	84,2	0,8963	1,4996	—	—	—	8,00	24	—
44	470—480	1,4	85,4	0,8966	1,5002	461	—	—	9,18	29	—
45	Остаток	14,6	100,0	—	—	—	—	—	—	—	0,74

204. Разгонка (ИТК) надеждинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура начала кристаллизации, °C	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный								
1	28—60	1,9	1,9	0,6506	1,3713	—	—	—	—	—	—
2	60—70	1,5	3,4	0,6883	1,3870	—	—	—	—	—	—
3	70—80	1,5	4,9	0,7076	1,3975	—	—	—	—	—	—
4	80—90	1,2	6,1	0,7183	1,4023	—	—	—	—	—	—
5	90—100	1,2	7,3	0,7260	1,4048	—	—	—	—	—	—
6	100—110	1,4	8,7	0,7311	1,4092	—	—	—	—	—	—
7	110—120	1,4	10,1	0,7358	1,4115	—	—	—	—	—	—
8	120—130	2,1	12,2	0,7390	1,4148	115	—	—	—	—	—
9	130—140	1,7	13,9	0,7487	1,4205	—	0,88	—	—	—	—
10	140—150	1,7	15,6	0,7548	1,4237	127	0,96	—	—	—	—
11	150—160	2,1	17,7	0,7583	1,4263	—	1,05	—	—	<—60	—
12	160—170	2,1	19,7	0,7655	1,4305	136	1,17	0,82	—	—56	—
13	170—180	1,9	21,6	0,7714	1,4328	—	1,29	0,89	—	—50	—
14	180—190	2,0	23,6	0,7732	1,4350	151	1,51	1,03	—	—43	—49
15	190—200	2,2	25,8	0,7810	1,4378	—	1,72	1,13	—	—37	—41
16	200—210	3,2	29,0	0,7957	1,4453	165	2,09	1,28	—	—28	—36
17	210—220	2,4	31,4	0,7992	1,4475	—	2,50	1,52	—	—20	—29
18	220—230	2,0	33,4	0,8018	1,4491	176	2,82	1,66	—	—15	—22
19	230—240	2,3	35,7	0,8090	1,4530	—	3,22	1,81	—	—12	—19
20	240—250	2,6	38,3	0,8133	1,4552	193	3,98	2,11	—	—	—15
21	250—260	2,0	40,3	0,8146	1,4562	—	4,48	2,22	—	—	—11
22	260—270	2,6	42,9	0,8162	1,4568	212	4,53	2,45	—	—	—5
23	270—280	2,6	45,5	0,8182	1,4575	—	5,18	2,71	—	—	0
24	280—290	1,7	47,2	0,8190	1,4581	229	6,99	3,10	—	—	4
25	290—300	2,5	49,7	0,8208	1,4596	—	7,85	3,74	—	—	8
26	300—310	2,1	51,8	0,8239	1,4619	271	8,28	3,89	—	—	12
27	310—320	2,8	54,6	0,8302	1,4653	—	9,47	4,21	—	—	16
28	320—330	1,6	56,2	0,8375	1,4671	304	—	5,62	1,00	—	21
29	330—340	2,3	58,5	0,8392	1,4682	—	—	5,86	2,25	—	24
30	340—350	1,7	60,2	0,8404	1,4684	334	—	7,12	2,53	—	28
31	Остаток	39,8	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

205. Разгонка (ИТК) краснокамышанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура начала кристаллизации, °С	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный								
1	28—60	1,6	1,6	0,6527	1,3726	—	—	—	—	—	—
2	60—70	2,0	3,6	0,7047	1,3926	—	—	—	—	—	—
3	70—80	1,8	5,4	0,7265	1,4061	—	—	—	—	—	—
4	80—90	1,4	6,8	0,7310	1,4086	—	—	—	—	—	—
5	90—100	1,4	8,2	0,7350	1,4116	—	—	—	—	—	—
6	100—110	1,3	9,5	0,7447	1,4172	—	—	—	—	—	—
7	110—120	1,6	11,1	0,7476	1,4194	—	—	—	—	—	—
8	120—130	1,9	13,0	0,7511	1,4224	115	—	—	—	—	—
9	130—140	2,3	15,3	0,7643	1,4301	—	0,84	—	—	—	—
10	140—150	2,2	17,5	0,7683	1,4332	126	0,95	—	—	<—60	—
11	150—160	2,3	19,7	0,7689	1,4335	—	1,02	—	—	—59	—
12	160—170	2,8	22,5	0,7703	1,4339	138	1,10	—	—	—54	<—60
13	170—180	2,2	24,7	0,7748	1,4345	—	1,36	—	—	—46	—53
14	180—190	2,0	26,7	0,7798	1,4372	153	1,56	—	—	—42	—46
15	190—200	2,2	28,9	0,7847	1,4404	—	1,75	1,18	—	—37	—40
16	200—210	2,1	31,0	0,7904	1,4437	164	2,07	1,32	—	—32	—34
17	210—220	3,0	34,0	0,8082	1,4524	—	2,41	1,47	—	—27	—29
18	220—230	2,4	36,4	0,8124	1,4557	178	3,02	1,72	—	—22	—24
19	230—240	1,3	37,7	0,8142	1,4567	—	3,76	1,94	—	—15	—17
20	240—250	2,4	40,1	0,8156	1,4574	192	4,21	2,08	—	—	—12
21	250—260	2,5	42,6	0,8175	1,4580	—	4,84	2,30	—	—	—7
22	260—270	1,7	44,3	0,8189	1,4585	209	5,32	2,52	—	—	—3
23	270—280	1,4	45,7	0,8204	1,4590	—	6,04	2,80	—	—	2
24	280—290	2,6	48,3	0,8221	1,4599	230	6,50	3,07	—	—	6
25	290—300	2,2	50,5	0,8241	1,4617	—	7,52	3,50	—	—	10
26	300—310	2,6	53,1	0,8261	1,4628	257	8,80	3,82	1,85	—	14
27	310—320	1,8	54,9	0,8317	1,4660	—	10,16	4,50	2,10	—	18
28	320—330	3,4	58,3	0,8383	—	290	—	5,45	2,17	—	23
29	330—340	2,0	60,3	0,8406	—	—	—	5,96	2,49	—	28
30	340—350	0,9	61,2	0,8413	—	314	—	6,37	2,67	—	30
31	Остаток	38,8	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

206. Разгонка (ИТК) восточнокамышанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура начала кристаллизации, °C	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный								
1	28—60	0,4	0,4	0,6604	1,3774	—	—	—	—	—	—
2	60—70	0,8	1,2	0,6917	1,3904	—	—	—	—	—	—
3	70—80	0,6	1,8	0,7157	1,4014	—	—	—	—	—	—
4	80—90	0,4	2,2	0,7194	1,4062	—	—	—	—	—	—
5	90—100	1,0	3,4	0,7305	1,4092	—	—	—	—	—	—
6	100—110	1,0	4,4	0,7391	1,4147	—	—	—	—	—	—
7	110—120	1,0	5,4	0,7408	1,4245	—	—	—	—	—	—
8	120—130	1,2	6,6	0,7439	1,4268	116	—	—	—	—	—
9	130—140	1,4	8,0	0,7504	1,4284	—	0,85	—	—	—	—
10	140—150	2,5	10,5	0,7584	1,4324	123	0,97	—	—	—	—
11	150—160	2,2	11,9	0,7621	1,4344	—	1,05	—	—	<—60	—
12	160—170	2,1	14,0	0,7684	1,4365	135	1,15	—	—	—48	—
13	170—180	2,5	16,5	0,7726	1,4396	—	1,29	0,87	—	—42	—59
14	180—190	1,9	18,4	0,7838	1,4424	150	1,51	1,02	—	—36	—49
15	190—200	2,4	20,8	0,7942	1,4449	—	1,72	1,11	—	—31	—42
16	200—210	2,0	22,8	0,8058	1,4547	165	2,00	1,28	—	—24	—36
17	210—220	2,7	25,5	0,8121	1,4574	—	2,27	1,38	—	—18	—30
18	220—230	3,5	29,0	0,8159	1,4598	179	2,62	1,58	—	—12	—26
19	230—240	2,8	31,8	0,8196	1,4608	—	3,16	1,79	—	—	—20
20	240—250	1,9	33,7	0,8205	1,4612	191	3,60	2,01	—	—	—16
21	250—260	2,9	36,6	0,8209	1,4615	—	4,02	2,18	—	—	—11
22	260—270	2,7	39,3	0,8212	1,4616	209	4,59	2,46	—	—	—5
23	270—280	2,8	42,1	0,8212	1,4612	—	5,40	2,74	—	—	0
24	280—290	2,5	44,6	0,8215	1,4615	228	6,21	3,0	—	—	4
25	290—300	2,9	47,5	0,8219	1,4618	—	6,28	3,36	—	—	7
26	300—310	2,9	50,4	0,8273	1,4626	264	8,87	4,08	—	—	11
27	310—320	2,7	53,1	0,8340	1,4661	—	10,74	4,58	—	—	16
28	320—330	1,6	54,7	0,8418	1,4700	289	—	5,47	1,99	—	19
29	330—340	1,6	56,3	0,8423	1,4708	—	—	5,92	2,12	—	22
30	340—350	1,9	58,2	0,8433	1,4712	306	—	6,45	2,36	—	24
31	350—360	2,4	60,6	0,8493	1,4735	—	—	7,49	2,48	—	27
32	360—370	2,0	62,6	0,8502	1,4738	335	—	8,32	2,92	—	31
33	370—380	2,3	64,9	0,8508	1,4742	—	—	9,03	3,27	—	33
34	380—390	1,2	66,1	0,8512	1,4745	360	—	10,52	3,58	—	35
35	390—400	1,0	67,1	0,8515	1,4748	—	—	12,00	4,21	—	37
36	400—410	2,8	69,9	0,8562	1,4750	380	—	12,65	4,35	—	40
37	410—420	2,9	72,8	0,8582	1,4765	—	—	15,00	4,90	—	42
38	420—430	3,3	76,1	0,8680	1,4772	415	—	—	5,67	—	44
39	430—440	3,2	79,3	0,8715	1,4830	—	—	—	7,00	—	45
40	440—450	1,8	81,1	0,8792	1,4865	—	—	—	8,47	—	46
41	450—460	1,6	82,7	0,8816	1,4875	—	—	—	11,34	—	48
42	Остаток	17,3	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

207. Разгонка (ИТК) комсомольской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	Выход (на нефть), %: суммарный	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура начала кристаллизации, °С	Температура застывания, °С
1	До 28 (газ до C_4)	1,9	1,9	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	1,4	3,3	0,6550	—	—	—	—	—	—
3	60—70	1,1	4,4	0,6756	—	—	—	—	—	—
4	70—80	1,2	5,6	0,6926	—	—	—	—	—	—
5	80—90	1,1	6,7	0,7075	—	—	—	—	—	—
6	90—100	1,4	8,1	0,7137	—	—	—	—	—	—
7	100—110	1,6	9,7	0,7229	—	—	—	—	—	—
8	110—120	1,6	11,3	0,7269	—	—	—	—	—	—
9	120—130	1,8	13,1	0,7314	—	—	—	—	—	—
10	130—140	1,9	15,0	0,7386	—	0,90	—	—	—	—
11	140—150	1,8	16,8	0,7430	128	0,98	—	—	—61	—
12	150—160	2,0	18,8	0,7470	—	1,09	—	—	—57	—
13	160—170	1,7	20,5	0,7520	141	1,20	—	—	—53	—
14	170—180	1,8	22,3	0,7554	—	1,36	0,91	—	—49	—
15	180—190	1,6	23,9	0,7604	154	1,52	1,00	—	—40	—42
16	190—200	2,8	26,7	0,7655	—	1,73	1,15	—	—30	—32
17	200—210	1,2	27,9	0,7710	168	1,90	1,26	—	—26	—28
18	210—220	2,2	31,1	0,7741	171	2,14	1,32	—	—24	—26
19	220—230	3,2	32,9	0,7830	—	2,38	1,44	—	—22	—24
20	230—240	2,3	35,2	0,7905	184	2,63	1,56	—	—20	—22
21	240—250	2,3	37,5	0,7930	—	3,05	1,82	—	—14	—16
22	250—260	2,3	39,8	0,7952	200	3,69	2,01	—	—6	—9
23	260—270	2,0	41,8	0,7961	—	3,98	2,20	—	—3	—5
24	270—280	2,0	43,8	0,7970	216	4,44	2,39	—	10	0
25	280—290	1,9	45,7	0,8020	—	5,00	2,62	—	4	2
26	290—300	2,7	48,4	0,8050	235	5,73	2,94	—	18	7
27	300—310	2,4	50,8	0,8070	—	—	3,25	—	16	12
28	310—320	3,0	53,8	0,8096	268	—	3,76	1,69	23	16
29	320—330	1,7	55,5	0,8180	—	—	4,12	1,80	—	18
30	330—340	1,2	56,7	0,8215	288	—	4,62	2,04	—	21
31	340—350	1,9	58,6	0,8268	—	—	5,19	2,21	—	26
32	350—360	2,3	60,9	0,8310	318	—	5,76	2,32	—	28
33	360—370	2,6	63,5	0,8322	—	—	6,50	2,60	—	32
34	370—380	2,4	65,9	0,8346	340	—	7,54	2,82	—	36
35	380—390	3,1	69,0	0,8389	—	—	8,50	3,12	—	40
36	390—400	2,7	71,7	0,8442	383	—	9,75	3,50	—	42
37	400—410	2,7	74,4	0,8500	—	—	—	3,85	—	44
38	410—420	3,0	77,4	0,8559	420	—	—	4,27	—	47
39	420—430	1,3	78,7	0,8565	—	—	—	4,96	—	48
40	430—440	1,3	80,0	0,8596	468	—	—	5,22	—	50
41	440—450	2,3	82,3	0,8628	—	—	—	5,72	—	51
42	450—460	1,3	83,6	0,8670	497	—	—	6,27	—	52
43	Остаток	16,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—

208. Разгонка (ИТК) уланхольской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %: отдельных фракций	суммарный	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура начала кристаллизации, °С	Температура застывания, °С
1	28—60	2,6	2,5	0,6509	1,3710	—	—	—	—	—	—
2	60—70	3,5	6,0	0,6890	1,3894	—	—	—	—	—	—
3	70—80	1,2	7,2	0,7130	1,4005	—	—	—	—	—	—
4	80—90	1,4	8,6	0,7178	1,4028	—	—	—	—	—	—
5	90—100	3,6	12,2	0,7202	1,4047	—	—	—	—	—	—
6	100—110	3,0	15,2	0,7315	1,4108	—	—	—	—	—	—
7	110—120	2,5	17,7	0,7359	1,4140	—	—	—	—	—	—
8	120—130	3,8	21,5	0,7380	1,4155	115	—	—	—	—	—
9	130—140	3,0	24,5	0,7521	1,4235	—	0,84	—	—	—	—
10	140—150	3,3	27,5	0,7585	1,4275	126	0,94	—	—	—	—
11	150—160	3,2	30,7	0,7688	1,4283	—	1,03	—	—	<—60	—
12	160—170	3,4	34,1	0,7695	1,4330	137	1,16	—	—	—56	<—60
13	170—180	4,1	38,2	0,7744	1,4352	—	1,27	0,88	—	—46	—58
14	180—190	2,3	40,5	0,7775	1,4371	152	1,52	1,00	—	—40	—51
15	190—200	3,1	43,6	0,7829	1,4393	—	1,66	1,10	—	—32	—43
16	200—210	4,2	47,8	0,7955	1,4457	165	2,01	1,33	—	—22	—39
17	210—220	4,0	51,8	0,8009	1,4490	—	2,39	1,48	—	—16	—30
18	220—230	2,6	54,4	0,8080	1,4530	178	2,91	1,79	—	—10	—23
19	230—240	2,1	56,5	0,8126	1,4555	—	3,31	1,89	—	—	—20
20	240—250	3,2	59,7	0,8178	1,4580	191	3,70	2,06	—	—	—15
21	250—260	2,2	61,9	0,8203	1,4592	—	4,31	2,33	—	—	—9
22	260—270	2,3	64,2	0,8234	1,4610	207	5,20	2,76	—	—	—3
23	270—280	3,1	67,3	0,8255	1,4629	—	5,73	2,90	—	—	—1
24	280—290	1,7	69,0	0,8294	1,4645	226	7,54	3,66	—	—	4
25	290—300	2,5	71,5	0,8360	1,4682	—	8,41	3,99	—	—	7
26	300—310	1,2	72,7	0,8400	1,4718	278	9,46	4,39	—	—	12
27	310—320	1,8	74,5	0,8449	1,4740	—	10,76	4,74	—	—	16
28	320—330	2,9	77,4	0,8518	1,4763	306	—	5,29	2,12	—	18
29	330—340	2,5	79,9	0,8547	1,4787	—	—	6,59	2,40	—	21
30	340—350	1,7	81,6	0,8566	1,4801	321	—	7,31	2,71	—	26
31	Остаток	18,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

209. Разгонка (ИТК) ермолинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура начала кристаллизации, °С	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный								
1	28—60	1,4	1,4	0,6773	1,3735	—	—	—	—	—	—
2	60—70	2,1	3,5	0,7054	1,3952	—	—	—	—	—	—
3	70—80	2,1	5,6	0,7256	1,4065	—	—	—	—	—	—
4	80—90	1,4	7,0	0,7308	1,4089	—	—	—	—	—	—
5	90—100	1,0	8,0	0,7353	1,4127	—	—	—	—	—	—
6	100—110	1,4	9,4	0,7424	1,4170	—	—	—	—	—	—
7	110—120	1,2	10,6	0,7426	1,4172	—	—	—	—	—	—
8	120—130	2,5	13,1	0,7489	1,4177	—	—	—	—	—	—
9	130—140	2,3	15,4	0,7527	1,4241	—	0,85	—	—	—	—
10	140—150	2,2	17,6	0,7583	1,4274	—	0,96	—	—	$<$—60	—
11	150—160	2,5	20,1	0,7602	1,4287	—	1,04	—	—	—60	—
12	160—170	1,9	22,0	0,7668	1,4313	—	1,15	—	—	—52	—60
13	170—180	3,1	25,1	0,7710	1,4329	—	1,25	0,89	—	—48	—56
14	180—190	2,0	27,1	0,7743	1,4346	148	1,37	0,99	—	—42	—48
15	190—200	2,9	30,0	0,7782	1,4435	—	1,64	1,12	—	—38	—44
16	200—210	3,7	33,7	0,7885	1,4446	163	1,96	1,30	—	—30	—36
17	210—220	3,1	36,8	0,7935	1,4485	—	2,25	1,43	—	—22	—30
18	220—230	4,5	41,3	0,8006	1,4526	178	2,72	1,72	—	—12	—24

19	230—240	2,4	43,7	0,8078	1,4531	—	3,28	1,87	—	—6	—16
20	240—250	2,3	46,0	0,8098	1,4554	193	3,57	2,06	—	—	—14
21	250—260	3,6	49,6	0,8137	1,4570	—	4,26	2,46	—	—	—11
22	260—270	3,0	52,6	0,8162	1,4572	208	4,75	2,75	—	—	—5
23	270—280	2,1	54,7	0,8184	1,4575	—	5,38	2,90	—	—	0
24	280—290	1,2	55,9	0,8245	1,4599	226	6,17	3,0	—	—	3
25	290—300	1,3	57,2	0,8262	1,4599	—	6,75	3,20	—	—	6
26	300—310	2,5	59,7	0,8274	1,4629	251	7,65	3,50	—	—	10
27	310—320	3,6	63,3	0,8340	1,4636	—	9,32	4,00	—	—	14
28	320—330	3,4	66,7	0,8406	1,4692	271	—	4,62	1,96	—	17
29	330—340	2,4	69,1	0,8428	1,4710	—	—	5,45	2,24	—	21
30	340—350	2,6	71,7	0,8461	1,4720	310	—	6,17	2,44	—	24
31	350—360	1,0	72,7	0,8500	1,4725	—	—	6,98	2,73	—	28
32	360—370	1,0	73,7	0,8512	1,4731	—	—	7,48	2,85	—	30
33	370—380	1,1	74,8	0,8521	1,4742	—	—	7,85	2,93	—	33
34	380—390	2,2	77,0	0,8534	1,4761	—	—	9,42	3,25	—	35
35	390—400	2,4	79,4	0,8575	1,4775	372	—	11,75	3,65	—	37
36	400—410	1,6	81,0	0,8611	1,4795	—	—	14,21	4,10	—	38
37	410—420	1,3	82,3	0,8645	1,4822	—	—	16,10	4,63	—	40
38	420—430	2,0	84,3	0,8715	1,4847	—	—	—	5,02	—	42
39	430—440	2,1	86,4	0,8720	1,4875	465	—	—	5,90	—	44
40	440—450	0,9	87,3	0,8765	1,4915	—	—	—	6,75	—	46
41	450—460	0,8	88,1	0,8798	1,4954	—	—	—	7,22	—	47
42	460—470	1,0	89,1	0,8843	1,4952	—	—	—	8,25	—	48
43	Остаток	10,9	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ НЕФТЕЙ

Алакаевская башкирского яруса (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20, 21, 23, 24, 26, 29, 34, 39, 47, 52, 56, 58, 60, 74, 89, 104, 116, 120, 121, 122, 147

Алакаевская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20, 21, 24, 58

Антиповско-балыклейская задонско-елецкого горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—282, 284, 286, 289, 291, 294, 297, 298, 301, 305, 308, 311, 316, 319, 321, 332, 333, 339

Арчединская бобриковского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277, 279, 280, 284, 286, 290, 298, 301, 309, 312, 332, 333

Арчединская евлановско-ливенского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—280, 284, 287, 290, 295, 297, 302, 305, 309, 312, 317, 322, 332, 333

Арчединская задонско-елецкого горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—281, 284, 286, 290, 294, 297, 299, 302, 305, 309, 312, 317, 322, 325, 327, 329—333

Арчединская турнейского яруса (Волгоградская область) 270, 275, 277, 279—281, 284, 286, 290, 299, 302, 309, 312, 325, 329—333

Ашировская (Оренбургская область) 151, 154—160, 162—165, 176, 181, 193, 197, 206, 228, 239

Байтуганская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—161, 184, 185, 228

Байтуганская угленосного горизонта (Оренбургская область) 151, 154—161, 164, 165, 173, 177, 184, 185, 187, 191, 193, 198, 204, 227, 228, 243, 254

Бариновская (Куйбышевская область) 16, 17, 20, 21, 23, 24 26, 29, 34, 39, 47, 52, 56, 60, 68, 74, 78, 86, 89, 90, 104, 105, 115, 116, 120, 121, 123, 147

Бахметьевская бобриковского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 282, 283, 285, 287, 292, 296, 299, 304, 306, 310, 320, 332, 333

Бахметьевская верхнебашкирского подъяруса (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 296, 332

Бахметьевская воронежского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—280, 282, 283, 285, 288, 292, 296, 300, 304, 306, 310, 314, 319, 320, 332, 333

Бахметьевская евлановско-ливенского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—280, 282, 283, 285, 288, 292, 296, 299, 304, 306, 310, 314, 319, 320, 332, 333

Бахметьевская намюрского яруса (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 296

Бахметьевская нижнебашкирского подъяруса (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 296

Бахметьевская тульского $А_2$ горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 296

Бахметьевская тульского $Б_1$ горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 281—283, 285, 287, 292, 296, 298, 299, 304, 306, 313, 327, 328, 330, 332, 333

Бахметьевская турнейского яруса (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 282, 283, 285, 288, 296, 299, 304, 306, 310, 313, 319, 320, 332, 333

Белозерская (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20, 22—26, 29, 34, 39, 47, 56, 74, 78, 86, 90, 104, 105, 115, 120, 121, 124
Бешкульская (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 357, 361, 363, 367, 368, 371, 376, 377
Бобровская окского надгоризонта (Оренбургская область) 151, 154—165, 205
Бобровская угленосного горизонта (Оренбургская область) 151, 154—165, 167, 174, 177—180, 182, 184, 186, 188, 189, 192, 193—195, 199, 200, 205, 209, 216, 217, 221, 224, 225, 228, 232, 244, 245, 248
Бугурусланская верхнепермских отложений (Оренбургская область) 151, 154—157, 159—161, 164, 165, 172, 176, 187, 191, 198

Виннобанновская (Куйбышевская область) 16, 17, 20, 22—24, 26, 29, 34, 45, 46, 52, 60, 78, 86, 120, 121, 125
Воронцовская пашийского горизонта (Оренбургская область) 151, 154—161, 163—165, 169, 175, 184, 185, 187, 190, 196, 200, 206, 223, 224, 227, 228, 236, 250
Восточнокамышанская нижнеангского подъяруса (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 355, 358, 361, 362, 364, 367, 369, 372, 376, 377, 381
Восточносусловская живетского яруса (Саратовская область) 255, 257—266

Гражданская (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 26, 29, 34, 40, 45, 46, 52, 56, 60, 74, 78, 79, 86, 90, 91, 104, 106, 115, 116, 120, 121, 126

Дерюжовская (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 26, 29, 34, 40, 47, 52, 56, 58, 60, 61, 68, 74, 79, 86, 120, 121, 127
Дмитриевская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 26, 29, 34, 40, 47, 56, 61, 75, 91, 104, 106, 107, 115, 116, 120, 121, 128, 147
Дмитриевская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 26, 29, 34, 40, 47, 56, 61, 68, 74, 79, 86, 91, 104, 106, 115, 116, 120, 121, 129

Ермолинская (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 357, 360—362, 364, 367, 372, 376, 377, 384
Ефремозыковская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—160
Ефремозыковская фаменского яруса (Оренбургская область) 151, 154—160

Жигулевская девонского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 21—23, 26, 29, 35, 40, 56, 61, 68, 75, 79, 92, 104, 107, 115, 120, 121
Жирновская бобриковского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278, 288, 297
Жирновская верхнебашкирского подъяруса (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—283, 285, 288, 296, 298, 300, 303, 307, 310, 314, 320, 332, 333, 335
Жирновская евлановско-ливенского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—283, 285, 288, 291, 293, 297, 298, 300, 304, 307, 311, 315, 319, 321, 323, 327, 328, 330, 332, 333, 337
Жирновская нижнебашкирского подъяруса (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—280, 282, 283, 285, 288, 291, 296, 298, 300, 304, 307, 310, 314, 319, 321, 332, 333, 336
Жирновская семилукского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—280, 282, 283, 285, 289, 293, 297, 300, 305, 311, 315, 319, 321, 332, 333
Жирновская тульского $А_2$ горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—280, 285, 296, 300, 307, 310, 332, 333
Жирновская тульского $Б_1$ горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—283, 285, 288, 292, 296, 298, 300, 304, 307, 311, 315, 323, 327, 328, 330, 332, 333

Зольненская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 21—23, 29, 35, 41, 56, 61, 69, 120, 121

Зольненская смесь (Куйбышевская область) 13, 18—25, 28, 39, 55, 59, 67, 73, 77, 101, 104, 115, 119—121

Каспийская (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 356, 361, 364, 367, 370, 372, 376, 377

Кинельская смесь (Куйбышевская область) 18—25, 28, 33, 39, 55, 59, 67, 73, 77, 101, 104, 115, 119—121

Кленовская бобриковского горизонта (Волгоградская область) 270, 274, 276, 278—283, 285, 287, 291, 296, 298, 299, 304, 306, 310, 313, 319, 320, 332, 333, 334

Козловская башкирского яруса (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—26, 30, 35, 41, 48, 52, 56, 58, 61, 69, 75, 79, 86, 120, 121, 130, 147

Козловская верейского яруса (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—22, 24, 58

Комсомольская (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 356, 359, 361, 362, 364, 367, 369, 372, 374—377, 382

Коробковская бобриковского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—283, 286, 289, 293, 297, 298, 301, 305, 308, 311, 316, 319, 324, 327, 328, 330—333

Коробковская верхнебашкирского подъяруса (Волгоградская область) 270, 275, 277, 278, 280—283, 286, 289, 293, 297, 298, 300, 308, 311, 315, 332, 333, 338

Коробковская турнейского яруса (Волгоградская область) 270, 275, 277—280, 297

Краснокамышанская нижнеаптского подъяруса (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 356, 359, 361, 362, 364, 366, 367, 370, 372, 376, 377, 380

Красноярская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 26, 30, 35, 41, 48, 56, 61, 69, 75, 80, 87, 120, 121, 131

Красноярская артинского яруса (Оренбургская область) 151, 154—161, 228

Красноярская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—161, 164, 165, 171, 176, 184, 185, 187, 191, 193, 198, 204, 228, 242, 253

Кудиновская воробьевского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—282, 284, 286, 290, 291, 294, 297, 298, 301, 303, 305, 308, 311, 317, 322, 325, 327, 330, 332, 333, 341

Кудиновская пашийского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—282, 284, 286, 289, 294, 297, 298, 301, 303, 305, 308, 311, 316, 319, 321, 324, 327, 329, 330, 332, 333, 340

Кулешовская башкирского яруса (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 30, 35, 53, 56, 62, 120, 121, 133

Кулешовская верейского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—23, 25, 26, 30, 35, 41, 48, 52, 56, 58, 62, 75, 80, 92, 104, 107, 115, 117, 120, 121, 132, 148

Кулешовская смесь (Куйбышевская область) 13, 18—25, 28, 33 38, 55, 67, 73, 102, 104, 113, 115, 119—121

Кулешовская старооскольского пласта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—26, 30, 35, 41, 48, 53, 56, 62, 69, 75, 80, 87, 93, 104, 107, 115, 117, 120, 121, 134

Лебяжинская тульского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—22

Лебяжинская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—25, 27, 30, 36, 41, 48, 53, 57, 58, 62, 69, 75, 80, 87, 93, 104, 108, 115, 117, 120, 121, 135, 148

Михайловская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 27, 30, 36, 42, 49, 57, 63, 70, 75 81, 87, 94, 104, 108, 115, 117, 120, 121, 136

Михайловская угленосного горизонта C_I (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 21, 22, 30, 53, 63

Михайловская угленосного горизонта C_{III} (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20

Могутовская башкирского яруса (Оренбургская область) 151, 154—161, 164, 165, 169, 175, 181, 183, 187, 188, 190, 197, 203, 206, 213, 216, 223, 224, 227, 228, 237, 244, 245, 251

Мухановская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 21—23, 27, 31, 36, 42, 57, 63, 70, 75, 95, 104, 109, 120, 121

Мухановская смесь (Куйбышевская область) 13, 18—25, 28, 33, 38, 55, 59, 67, 74, 75, 77, 102, 115, 119—121

Мухановская старооскольского пласта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—23, 31, 36, 42, 49, 53, 63, 115, 121

Мухановская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 94

Мухановская угленосного горизонта $C_{II\ III+IV}$ (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—23, 30, 36, 49, 53, 121

Надеждинская нижнеаптского подъяруса (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 356, 359, 361—363, 366, 367, 370, 372, 376, 377, 379

Неклюдовская воробьевского горизонта (Куйбышевская область) 13, 18—23

Неклюдовская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 16, 17, 20—24, 27, 31, 36, 42, 49, 53, 57, 63, 70, 76, 81, 87, 95, 104, 109, 115, 117, 120, 121, 137, 148

Никольская бобриковского горизонта (Оренбургская область) 151, 154—162, 164—166, 174, 177, 178—181, 184—186, 188, 189, 192—195, 199—201, 205, 207, 216, 220, 224, 228, 229, 244—246

Никольская угленосного горизонта (Оренбургская область) 151, 154—161

Новозапрудненская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 13, 18—24, 27, 31, 36, 42, 49, 53, 57, 64, 70, 76, 87, 96, 104, 110, 115, 117, 120, 121, 138, 149

Новокоробковская евлановско-ливенского горизонта (Волгоградская область) 275, 277—280, 282, 284, 286, 289, 293, 297, 301, 308, 311, 321, 332, 333

Новостепановская калиновской свиты (Оренбургская область) 151, 154—157, 159—161, 164, 165, 172, 177, 187, 198

Олейниковская нижнеальбского подъяруса (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 355, 358, 361, 363, 367, 369, 371, 376, 377

Олейниковская I структуры (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 355, 358, 361, 363, 365, 367, 368, 371, 373, 375—377

Олейниковская III структуры (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 355, 361, 363, 367, 368, 371, 376, 377

Орлянская верейского и башкирского ярусов (Куйбышевская область) 13, 18—24, 27, 31, 36, 43, 49, 53, 57, 64, 71, 76, 82, 88, 96, 104, 110, 115, 118, 120, 139

Подгорненская (Куйбышевская область) 18—25, 27, 31, 37, 43, 50, 53, 57, 58, 64, 71, 76, 82, 88, 97, 104, 110, 115, 118, 120, 121, 140, 149

Покровская башкирского яруса (Куйбышевская область) 13, 18, 19, 21—23, 27, 31, 37, 43, 57, 64, 71, 76, 82, 104, 120, 121

Покровская бобриковского горизонта (Оренбургская область) 151, 154—161, 163—165, 168, 175, 182, 184—186, 188, 190, 196, 202, 212, 216, 222, 224, 226, 228, 234, 244, 245, 249

Покровская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—161, 163, 228

Покровская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 18, 19, 21—23, 31, 37, 43, 57, 65, 71, 76, 83, 98, 111, 115, 120, 121

Пономаревская пашийского горизонта (Оренбургская область) 151, 154—160, 162—165, 170, 175, 177, 181, 183—185, 187, 188, 191—194, 197, 199, 200, 203, 205, 206, 214, 216, 219, 223, 225, 227, 228, 238, 244, 245, 251

Приволжская пласта D_2 (Саратовская область) 255, 257—265, 267

Пронькинская башкирского яруса (Оренбургская область) 151, 154—162, 164, 165, 167, 174, 180, 182, 184—186, 188, 189, 192—195, 199—201, 205, 208, 216, 217, 221, 224—226, 228, 231, 244, 245, 247

Пронькинская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—162, 164—166, 174, 177—181, 184—186, 188, 189, 192—195, 199—201, 205, 207, 216, 217, 220, 224, 226, 228, 230, 244—246

Радаевская смесь (Куйбышевская область) 18, 19, 21—23, 25, 27, 32, 37, 43, 57, 59, 65, 71, 76, 83, 120, 121

Родинская верейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—165, 167, 174, 177—182, 184—188, 190, 192—194, 196, 199, 200, 202, 205, 206, 211, 216, 218, 222, 224—226, 228, 233, 244, 245, 248

Родинская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—161, 163—165

Родинская угленосного горизонта (Оренбургская область) 151, 154—161, 163—165, 205

Самодуровская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—160, 162

Северокамышанская нижнеаптского подъяруса (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 356, 361, 363, 365, 367, 369, 371, 376, 377

Серноводская смесь (Куйбышевская область) 18—25, 28, 33, 39, 55, 59, 67, 74, 77, 103, 104, 114, 115, 119—121

Сидоровская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 18—24, 27, 32, 37, 43, 50, 53, 57, 65, 72, 76, 83, 88, 120, 121, 141, 149

Советская живетского яруса (Саратовская область) 255, 257—265, 268

Сосновская турнейского яруса (Куйбышевская область) 13, 18—25, 27, 32, 37, 44, 50, 54, 57, 59, 65, 72, 76, 83, 88, 98, 104, 118, 120, 121, 142, 149

Степновская старооскольского пласта (Саратовская область) 255, 257—265, 269

Султангуловская пашийского горизонта (Оренбургская область), 151, 154—161, 164, 165, 171, 176, 184, 185, 187, 191, 193, 198, 204, 215, 216, 227, 228, 241, 253

Тархановская турнейского яруса (Оренбургская область) 151, 154—162, 164, 165, 170, 176, 184, 185, 187, 188, 191, 193, 197, 203, 228, 240, 252

Твердиловская турнейского яруса (Оренбурская область) 151, 154—161, 163—165, 168, 175, 183—186, 188, 190, 196, 203, 213, 216, 222, 224, 227, 228, 235, 250

Тенгутинская нижнеальбского подъяруса (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—353, 355, 357, 361, 363, 367, 368, 371, 376, 377

Уваровская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 18—25, 27, 32, 37, 44, 50, 54, 57, 59, 65, 72, 76, 84, 88, 99, 104, 111, 115, 118, 120, 121, 143, 150

Уланхольская (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 357, 360—362, 364, 367, 370, 372, 376, 377, 383

Уланхольский конденсат (Астраханская область и Калмыцкая АССР) 344, 347—352, 354, 356, 359, 361, 362

Хилковская башкирского яруса (Куйбышевская область) 13, 18—25, 28, 32, 37, 44, 51, 54, 57, 59, 66, 72, 77, 84, 88, 99, 104, 111, 115, 118, 120, 121

Хилковская угленосного горизонта (Куйбышевская область) 13, 18—25, 28, 32, 38, 44, 51, 54, 59, 66, 120, 121

Чапаевская смесь (Куйбышевская область) 18—23, 25, 28, 33, 39, 55, 67, 74, 103, 104, 114, 115, 119, 120, 121
Чеховская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 18—25, 28, 32, 38, 44—46, 54, 57, 66, 72, 77, 84, 88, 100, 112, 115, 118, 120, 121, 145, 150
Чубовская пашийского горизонта (Куйбышевская область) 18—25, 28, 32, 38, 44, 51, 57, 59, 66, 72, 77, 100, 119—121, 146, 150

Шляховская воробьевского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—280, 282, 284, 287, 290, 295, 297, 299, 302, 303, 305, 309, 312, 318, 319, 322, 326, 327, 329—333, 343
Шляховская евлановско-ливенского горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—280, 284, 287, 290, 295, 297, 299, 302, 305, 309, 312, 317, 319, 322, 332, 333
Шляховская задонско-елецкого горизонта (Волгоградская область) 270, 275, 277—282, 284, 287, 290, 291, 295, 297, 299, 302, 303, 305, 309, 312, 317, 318, 319, 322, 332, 333, 342

Яблоновская кунгурского яруса (Куйбышевская область) 13, 18, 19, 21—23, 28, 32, 38, 45, 57, 66, 73, 85, 101, 120, 121
Яблоновый Овраг (Куйбышевская область) 13, 18, 19, 21—23, 33, 38, 45, 57, 67, 73, 120, 121
Якушкинская башкирского яруса (Куйбышевская область) 13, 18, 19, 21—23, 28, 33, 38, 45, 57, 67, 73, 85, 120, 121
Якушкинская верейского горизонта (Куйбышевская область) 13, 18, 19, 21—23, 28, 33, 38, 45, 57, 67, 73, 85, 120, 121

НЕФТИ СССР (справочник), т. II

НЕФТИ СРЕДНЕГО И НИЖНЕГО ПОВОЛЖЬЯ
Издательство «Химия», М., 1972 г.

392 с. УДК 665.51 (470.4/.47) (031)

Редактор Н. Н. Базарова
Технический редактор В. М. Скитина
Художник Ю. М. Сигов
Корректоры И. Д. Король, Т. Е. Ильтерякова

Т 01316. Подписано к печати 10/I 1972 г.
Формат бумаги 60×90 1/16. Печ. л. 24,5.
Уч.-изд. л. 31. Тираж 4 000 экз.
Типогр. бум. № 2. Тем. план 1971 г., № 59.
Цена 1 р. 79 к. Зак. 963.

Типография № 11 Главполиграфпрома Комитета
по печати при Совете Министров СССР.
Москва, 88, Угрешская, 12.